ÉTUDE DE FAISABILITÉ
DE PETITES ÉOLIENNES
AUX FINS DE CHAUFFAGE DOMESTIQUE

aux Iles-de-la-Madeleine (Québec)

86-05634/

ETUDE DE FAISIBILITE

DE PETITES EOLIENNES AUX FINS DE CHAUFFAGE DOMESTIQUE

AUX ILES-DE-LA-MADELEINE (QUEBEC)

Préparé pour:

Agence de développement économique local des Iles-de-la-Madeleine (ADELIM)

Préparé par:

Roche Ltée.

Avec une subvention du:

Programme de démonstration dans les collectivité éloignées
d'Energie, Mines et Ressources Canada

Mars 1985

RCDP/PDCE-64

Ce rapport a été préparé à l'aide d'une subvention du Programme de démonstration dans les collectivités éloignées d'Energie, Mines et Ressources Canada (EMR). La distribution du présent rapport par l'EMR ne signifie pas nécessairement que le contenu reflète les vues et les politiques d'EMR. La mention d'appellations ou de produits commerciaux n'est d'aucune façon une recommandation pour fins d'usage.

Table des matières

	PAGE
Membres du Comité de gestion	x
Equipe de travail	xi
Sommaire	xii
Executive Summary	xxi
1.0 MANDAT	1
2.0 PROBLEMATIQUE	3
3.0 CADRE GENERAL D'ANALYSE	7
3.1 Etude des paramètres techniques	7
3.2 Examen de la faisabilité économique et financière	8
3.3 Expériences étrangères	8
3.4 Conclusion et recommandations	8
3.5 Définition des concepts	8
4.0 HYPOTHESES DE FAISABILITE TECHNIQUE	12
4.1 Etude du site	12
4.1.1 Estimation de la statistique de vent	12
4.1.2 Etude sommaire du site	13
4.1.3 Contraintes climatologiques	18
4.2 Les différents types d'éoliennes	20
4.2.1 Introduction	20
4.2.2 Les éoliennes à axe horizontal	21
4.2.3 Les éoliennes à axe vertical	22
4.3 Systèmes de chauffage électrique, de stockage et de liaison au réseau	24

		PAGE
4.3.1	Systèmes de chauffage	24
4.3.2	Systèmes de stockage	24
4.3.3	Génératrices	29
4.3.4	Systèmes d'interface au réseau	31
4.4	Problèmes liés à l'utilisation des aérogénérateurs	39
4.4.1	Contraintes de structure	39
4.4.2	Contraintes électriques	40
4.4.3	Aspects liés à l'environnement et à la sécurité	45
4.5	Evaluation de la demande d'énergie pour chaque scénario	46
4.5.1	Scénario I	46
4.5.2	Scénario II	49
4.6	Analyse technique des aérogénérateurs et systèmes retenus	49
4.6.1	Analyse à l'aide de la grille multicritère recommandée	49
4.6.2	Critères supplémentaires adoptés	52
4.6.3	Résultats - systèmes retenus	55
5.0	HYPOTHESES POUR LA FAISABILITE ECONOMIQUE	56
5.1	Choix des paramètres	57
5.2	Evaluation des coûts en investissement	59
5.2.1	Scénario I	59
5.2.2	Scénario II	59
5.3	Recettes et coûts d'opération	61
5.3.1	Les recettes	61
5.3.2	Les coûts d'opération	62
6.0	EVALUATION DE LA RENTABILITE SELON LES 2 SCENARIOS	63

PAGE

6.1 Etats prévisionnels des résultats 63
6.2 La période de récupération (PR) 66
6.3 La valeur présente nette (VPN) 69
6.4 Le taux de rendement interne (TRI) 70

7.0 ANALYSE DE SENSIBILITE DE LA RENTABILITE DES SCENARIOS 74

7.1 Résultats 78

7.1.1 Facteurs de disponibilité et de vent 78
7.1.2 Taux d'inflation 79
7.1.3 Taux d'intérêt 79
7.1.4 Taux d'actualisation 79
7.1.5 Frais d'entretien 79
7.1.6 Prix du pétrole 80
7.1.7 Prix de l'éolienne 80

7.2 Situation de long terme 80

8.0 EXPERIENCES ETRANGERES ET ASSISTANCES FINANCIERES 84

8.1 Introduction 84
8.2 Expériences étrangères 84

8.2.1 Danemark 84
8.2.2 Les Etats-Unis 86
8.2.3 La France 88
8.2.4 La Suisse 89
8.2.5 Le Royaume-Uni 89

8.3 Les possbilités d'assistance financière pouvant faciliter la réalisation du projet 90

8.3.1 Au niveau provincial 90
8.3.2 Au niveau fédéral 90
8.3.3 Au niveau d'Hydro-Québec 92
8.3.4 Au niveau du secteur privé 92

		PAGE
9.0	CONCLUSION	93
9.1	Conclusion technique	93
9.1.1	Conclusion technique sur la partie mécanique des aérogénérateurs	93
9.1.2	Conclusion technique sur la partie électrique des aérogénérateurs	94
9.1.3	Recommandations techniques pour le choix des aérogénérateurs	96
9.2	Economique	97
9.3	Renseignements utiles tirés des expériences étrangères et recommandations	98
9.3.1	Renseignements utiles tirés des expériences étrangères	98
9.3.2	Recommandations	98
BIBLIOGRAPHIE		102

LISTE DES ANNEXES

		PAGE
ANNEXE 1:	La distribution de Weibull	106
ANNEXE 2:	Présentation générale du calcul	110
ANNEXE 3:	Fiches techniques des éoliennes choisies	114
ANNEXE 4:	Exemple de calcul du remboursement de l'emprunt	162
ANNEXE 5:	Etats prévisionnels des autres types d'éoliennes	163
ANNEXE 6:	Analyse de sensibilité	191
ANNEXE 7:	Résultats du scénario III obtenus à l'étape 1.	200

LISTE DES TABLEAUX

		PAGE
TABLEAU 1:	Coefficients de correction de la vitesse de vent	15
TABLEAU 2:	Données sur les vents	19
TABLEAU 3:	Densités d'énergie et coûts moyens des principaux dispositifs de stockage	29
TABLEAU 4:	Demande en énergie d'une résidence type aux Iles-de-la-Madeleine	47
TABLEAU 5:	Pointage de l'analyse multicritère	50
TABLEAU 6:	Eoliennes retenues	51
TABLEAU 7:	Récapitulation des principaux coûts d'opération de la centrale diesel aux Iles-de-la-Madeleine	60
TABLEAU 8:	Etat prévisionnel des résultats (scénario I)	67
TABLEAU 9:	Etat prévisionnel des résultats (scénario II)	68
TABLEAU 10:	Indicateurs de performance scénario I	72
TABLEAU 11:	Indicateurs de performance scénario II	73
TABLEAU 12:	Données de base	76
TABLEAU 13:	Récapitulation des résultats de l'analyse de sensibilité	77
TABLEAU 14:	Différents taux utilisés par Hydro-Québec dans les Etudes économiques de long terme	82
TABLEAU 15:	Etat prévisionnel en situation de long terme	83

LISTE DES FIGURES

		PAGE
FIGURE 1:	Moyenne de la densité annuelle de l'énergie éolienne	4
FIGURE 2:	Roses des vents	13
FIGURE 3:	Force exercée par le vent sur une pale d'éolienne	20
FIGURE 4:	Eoliennes à axe horizontal	21
FIGURE 5:	Eoliennes à axe vertical	21
FIGURE 6:	Systèmes II et III	34
FIGURE 7:	Système IV et	35
FIGURE 8:	Allure de la demande (résidence individuelle)	48
FIGURE 9:	Distribution du vent	108
FIGURE 10:	Densités de probabilité	108
FIGURE 11:	Caractéristiques Puissance-Vent	111

Membres du comité de gestion

Michel Lamanque	Energie, Mines et Ressources Canada
Donald Delaney	A.D.E.L.I.M.
Louis Hébert	A.D.E.L.I.M.
Guy Langford	M.R.C. des Iles-de-la-Madeleine
Nathan Dinovitzer	Conseil National de Recherche du Canada
Réal Reid	Institut de Recherche d'Hydro-Québec
Monique Carpentier	Energie, Mines et Ressources Canada

Equipe de travail

Michel E. Lachance	Economiste, Roche Ltée Directeur de l'étude

Membres de l'équipe de travail

Robert K. Adingra	Analyste financier Roche Ltée
John Dickinson	Ingénieur Université Laval
Jules Lebel	Ingénieur Roche Ltée
Yves Saint-Maurice	Economiste Roche Ltée
Jean-Marc Vézin	Ingénieur Université Laval et Roche Ltée
Philippe Viarouge	Ingénieur Université Laval

Sommaire

Cette étude, préparée pour A.D.E.L.I.M. Inc., visait à évaluer la faisabilité technique et économique (possibilité de rentabilisation) des petites éoliennes aux fins de chauffage domestiqe aux Iles-de-la-Madeleine.

Les Iles-de-la-Madeleine étant caractérisées par des vents très forts et persistants et des coûts de distribution de l'énergie électrique assez élevés, l'utilisation du vent comme générateur d'électricité et de chaleur y sont fort intéressante.

Le mandat comprenait deux étapes:

La première consistait en une étude de pré-faisabilité technique et économique des petites éoliennes et impliquait trois scénarios:

Scénario I Résidences individuelles
Scénario II Ilôt d'habitations
Scénario III Edifices publics et commerciaux

Ce qui s'était traduit pour chacun des trois scénarios par le choix de types d'éoliennes, l'évaluation de la demande d'énergie et la confrontation des deux points pour évaluer la rentabilité compte tenu d'une faisabilité technique.

Après avoir pré-sélectionné un certain nombre d'éoliennes de puissance variable et évalué leur production d'énergie, celles-ci, moyennant des hypothèses économiques réalistes, ont été évaluées à partir des mesures de performance notamment la valeur présente nette (VPN), le taux interne de rentabilité (TIR) et la période de récupération (PR). Les revenus étant supposés égaux à la quantité de carburant économisée suite à l'usage des éoliennes multiplié par le litre de carburant actualisés pour donner la VPN.

Cette étape a suscité un intérêt pour les scénarios I et II qui présentaient des indicateurs de performance remarquables. Ainsi, à la demande générale du comité de gestion, il a été suggéré de poursuivre l'étude sans le scénario III.

La seconde étape impliquait donc les scénarios I et II et consistait en

- L'analyse des vents afin de déterminer les conditions prévalant aux Iles-de-la-Madeleine.

- L'analyse des différentes composantes climatiques pouvant influencer l'opération et l'entretien des éoliennes.

- La détermination des types d'éoliennes et la spécification de leurs caractéristiques techniques.

- Une évaluation comparée des diverses éoliennes retenues en termes de capture, de conversion et de transmission d'énergie pour chacun des scénarios étudiés.

- Le recensement des divers systèmes optionnels pour l'emmagasinage de l'énergie incluant l'évaluation comparée des systèmes.

- L'analyse de l'utilisation appropriée de l'énergie éolienne produite.

- L'évaluation des coûts reliés aux systèmes sélectionnés.

- Une analyse de rentabilité économique et financière compte tenu des spécifications techniques.

- La présentation des différentes possibilités d'assistance financière pouvant faciliter la réalisation du projet.

Faisabilité technique:

Au cours de la première étape, une étude exhaustive des types d'éoliennes et des systèmes électriques associés a été réalisée pour chaque scénario.

L'étude du site et une méthode d'évalation de l'énergie annuelle produite par une installation a été développée. Elle a permis d'amorcer une étude comparative des divers produits disponibles sur le marché.

Au cours de la seconde étape, l'étude du site, et des moyens de stockage a été complétée.

Une enquête approfondie menée auprès des divers manufacturiers a permis de recenser un nombre important d'installations, qui ont été soumise à une grille multicritères pour établir la viabilité technique des produits. Divers critères supplémentaires, issus de l'analyse des problèmes liés à l'opération des aérogénérateurs ont été également appliqués et ont permis de sélectionner un nombre restreint de machines susceptibles d'être choisies sur le plan technique, sous réserve d'essais préalables.

Les aérogénérateurs choisis correspondent en général à des compagnies dont l'expérience dans le domaine est sinon ancienne, du moins étendue et qui possèdent de nombreuses installations en opération.

Faisabilité économique

L'étude se devait d'examiner la rentabilité économique des petites éoliennes aux fins de chauffage domestique.

L'implantation d'un tel projet générera deux sources de revenus:

- Les revenus provenant des litres de carburant économisés multiplié par le prix du litre de carburant auquel nous avons fait subir une majoration pour tenir compte de l'inflation.

- Et les revenus provenant de l'économie réalisée sur l'entretien des centrales diesel (environ 2 ¢ par Kwh).

- Le revenu brut étant la somme de ces deux sources.

La méthodologie utilisée est la même que celle de l'étape I (calcul des indicaters de performance) à partir des cash-flow bruts (flux d'encaisse bruts).

- Etant donné le degré d'implication d'Hydro-Québec et du Gouvernement fédéral (EMR), les visions de ces deux intervenants ont été considérées quant au choix des différents taux.

- 23 éoliennes ont été retenues pour l'élaboration des scénarios I et II.

- Les principales données sur lesquelles furent basées les projections des coûts et des revenus sont les suivantes:

  - Durée de vie du projet: 20 ans;
  - Année de base: 1985;
  - Horixon de planification 1985-2004 (20 ans incluant l'année de réalisation du projet).
  - Valeur résiduelle de l'équipement en l'an 2004: 0$;
  - Taux d'actualisation: 13%;
  - Taux d'intérêt sur emprunt: 10%;
  - Taux d'inflation: 4.2%;
  - Prix du litre de pétrole: 27¢ en 1985 puis croît au rythme de l'inflation sur le reste de l'horizon de planification;
  - Les coûts d'entretien croissent au taux de 5.1%.

En se fondant sur ces hypothèses, les revenus et les coûts furent projetés pour les deux scénarios et les cash-flow nets (flux d'encaisse nets) ont été estimés pour les 20 années de 1985-2004. Par la suite, trois mesures de performance ont été calculées.

Les résultats sont résumés dans les tableaux 10 et 11.

19 des 23 éoliennes retenues sont économiquement faisables et rentables. On s'attend à des profits nets (VPN) de 4 000 dollars (scénario I) à 80 000 dollars (scénario II). Les rendements sont estimés à 16.7% (scénario I) à 43% (scénario II), en utilisant des dollars courants.

Etant donné la conciliation des taux de EMR et d'Hydro-Québec, les avantages mentionnés ci-dessus sont valables du point de vue d'Hydro-Québec que de EMR.

Une analyse de sensibilité a été effectuée en vue d'observer le comportement de la VPN dans diverses conditions.

A) Variables affectant marginalement la performance économique du projet:

   - le taux d'inflation

B) Variables ayant une certaine influence sur la performance sans rendre le projet économiquement irréalisable:

   - le taux d'intérêt
   - le taux d'actualisation
   - les frais d'entretien

C) Variables ayant une certaine influence et rendant le projet économiquement irréalisable:

- prix de l'éolienne
- prix du pétrole
- facteur de disponibilité
- facteur de vent

Sur la base de ces informations, un scénario de long terme a été élaboré; les hypothèses émises se résument comme suit et ont été tirées des prévisions d'inflation et taux d'actualisation d'Hydro-Québec.

- taux d'inflation 6.2%
- taux d'intérêt 11.5%
- taux d'actualisation 12.5%
- frais d'entretien 6.2%
- taux de croissance variable du prix du pétrole:

1986	2.61%
1987	-0.93%
1988	1.63%
1989-2004	6.92%

- prix de l'éolienne inchangé
- facteur de disponibilité 0.9
- facteur de vent 1.0
- éolienne ayant servi à la simulation

AEROWATT, puissance 10KW, production 50,000 KWH/an à 100% de disponibilité; fabrication française.

Les profits attendus sont évalués à 5 700 dollars et un taux de rendement de 17%.

En guise de conclusion, mentionnons que l'utilisation du vent comme générateur d'électricité aux Iles-de-la-Madeleine est faisable techniquement et rentable économiquement tant pour les résidences individuelles que pour les ilôts d'habitations.

La mise sur pied d'un programme de démonstration serait un excellent moyen pour étudier les conditions exactes du site surtout quand on sait à quel point la performance économique est sensible au facteur du vent déterminé à partir du site.

Par ailleurs le programme de démonstration dans les communautés éloignées (PDCE) du ministère de l'Energie, Mines et Ressources Canada (EMR) s'avère une source de financement potentielle variant en moyenne entre 10 et 50%.

Dans le cas des individus, ENERDEMO-Canada accorde des subventions variant entre 35 et 40%. Des projets peuvent être financés jusqu'à concurrence de 50% à condition que les trois phases suivantes soient identifiées et respectées:

- phase 1 démonstration
- phase 2 monitoring
- phase 3 transfert d'informations.

FEASIBILITY STUDY OF SMALL WIND TURBINES FOR DOMESTIC HEATING ON LES ILES DE LA MADELEINE, QUEBEC

Les Iles de la Madeleine are buffetted by strong persistant winds and high electrical energy costs. As a result, l'Agence de développement économique local des Iles de la Madeleine (ADELIM) decided to evaluate the technical and economic feasibility of using small wind turbines to produce electricity for domestic heating on the islands.

The study was conducted for ADELIM by Roche Ltée, with a contribution from the Remote Community Demonstration Program of Energy, Mines and Resources Canada. Hydro-Québec, which supplies the power used on the islands, provided considerable advice, especially in the economic analysis.

The first stage of the study involved a technical and economic prefeasibility analysis of wind turbines under three scenarios: individual residences, groups of houses, and public and commercial buildings.

For each scenario, energy demand was determined. Then different types of wind turbines were studied to see which types could satisfy the demand. A number of wind turbines of varying power were selected and evaluated for their production of energy. They were then assessed for their net present value, internal rate of return and payback period. Scenarios I and II yielded promising results; since scenario III did not, it was dropped.

The second stage of the study, pursued for scenarios I and II, consisted of:

- an analysis of wind conditions on the island;
- an analysis of climatic factors which could influence the operation and maintenance of wind turbines;
- a listing of types of wind turbines and their technical specifications;
- a comparative evaluation of wind turbines in terms of energy produced by each machine under each scenario;
- a comparative analysis of systems to store energy;
- an analysis of the appropriate use of the energy produced by wind;
- an evaluation of the costs associated with the selected systems;
- an economic and financial feasibility analysis, taking into account technical specifications;
- a discussion of possible sources of financial assistance for such a project.

Requests to manufacturers resulted in information on many installed turbines. These were assessed on various criteria, including problems related to operation. Twenty-three machines were considered technically worthwhile, subject to field tests. The machines were generally from companies whose experience in the field is, if not lengthy, at least extensive, and which have many machines in operation.

Revenues and costs were projected for the two scenarios and net cash flows estimated. Revenues (or, more accurately, savings) are derived from two sources:

- the avoided diesel fuel cost, i.e., the litres of diesel fuel saved multiplied by the cost of a litre of fuel, with the fuel cost increased by inflation; and
- the maintenance savings realized from the less frequent operation of the diesel plant (a saving of about 2¢/kWh).

Nineteen of the 23 wind turbines were ically feasible. Net present values ranged from $4,000 (scen $95,000 (scenario II). Rates of return, using current doll imated to range from 16.7% (scenario I) to 43% (scenario II). Assumptions underlying the economic analysis were:

- project life: 20 years
- base year: 1985
- planning period: 1985-2004 (20 years including the first year of the project)
- residual value of equipment in year 2004: $0
- discount rate: 13%
- interest rate: 10%
- inflation rate: 4.2%
- operating costs: increasing at a rate of 5.1% annually.
- price of a litre of petroleum: 27¢ in 1985, increased by inflation for the rest of the planning period

A sensitivity analysis to determine net present values under various conditions showed:

- changes in the inflation rate only marginally affected the economic performance of the project;
- changes in the interest rate, discount rate and operating costs moderately affected the economic performance, but without rendering the project economically infeasible;
- changes in wind turbine price, petroleum price, availability of turbine, and wind conditions moderately affected the economic performance and could render the project infeasible. (Availability of turbine refers to the percentage of time the turbine is in good enough condition to operate regardless of wind conditions).

As a result, the analysis was re-done, using different assumptions. The new net present value was $5,700, with a rate of return of 17%.

Assumptions (using Hydro-Québec's inflation and discount rates) were:

- inflation rate: 6.2%
- interest rate: 11.5%
- discount rate: 12.5%
- operating costs: 6.2%
- price of wind turbine: unchanged
- availability factor: 0.9%
- wind factor: 1.0%
- wind turbine: 10kW AEROWATT, made in France, producing 50,000 kWh/yr at 100% availability
- rate of increase in the price of petroleum:

1986	2.61%
1987	-0.93%
1988	1.63%
1989-2004	6.92%

In conclusion, the use of wind to generate electricity on les Iles de la Madeleine is technically and economically feasible for individual residences and for groups of homes. Since economic performance is so dependent on particular site conditions, a demonstration project would be in order to confirm the findings of this study.

Principal Performance indicators for scenario I - individual residences (most probable scenario created with most recent data and forecasts) (assuming connection to Hydro-Québec's grid)

Wind Turbine	Net Present Value (in 1985 $)	Internal Rate of Return (%)	Payback Period (In Years)
Jacobs-10 kW	-	-	-
Extrawatt-10 kW	(2,492)	-	-
Enertech-5 kW	(5,411)	-	-
Aerowatt-10 kW	4,225	16.72	5.91

Principal performance indicators for scenario II - groups of homes

Windmill	Net Present Value ($)	Internal Rate of Return (%)	Payback Period (Years)
1. Enertech-25 kW	-	-	-
2. Enertech-40 kW	11,392	15.75	6.21
3. Enertech-60 kW	28,810	19.32	5.22
4. North Wind Power-14 kW	-	-	-
5. ESI-54 kW	22,534	16.67	5.92
6. ESI-180 kW	82,308	18.57	5.40
7. Micon-22 kW	689	13.61	6.97
8. Micon-60 kW	52,032	27.40	3.78
9. Micon-110 kW	92,209	32.24	3.23
10. Vestas-55 kW L	63,680	36.16	2.88
11. -55 kW TC	60,459	33.47	3.11
12. -75 kW L	56,590	30.70	3.38
13. -75 kW TC	54,007	29.20	3.56
14. -65 kW L	72,487	38.92	2.68
15. -65 kW TC	69,169	35.92	2.90
16. -90 kW TC	95,580	43.12	2.41
17. Bonus-55 kW L 18 M.	9,407	15.33	6.33
18. Bonus-55 kW L 24 M.	9,284	15.19	6.38
19. Bonus-65 kW	53,487	23.93	4.31
20. Windmatics-55 kW L	62,468	28.52	3.64
21. -55 kW TC	55,984	25.71	4.02
22. -80 kW L	90,002	31.85	3.27
23. -80 kW TC	82,517	29.22	3.56

L Lattice tower
TC Closed tubular construction tower

1. Mandat

Dans le cadre du thème général sur l'évaluation et l'analyse de faisabilité des petites éoliennes pour fins de chauffage domestique aux Iles-de-la-Madeleine et suite aux résultats obtenus à l'étape I et à la demande du Comité de gestion de poursuivre avec les scénarios I (résidences individuelles) et II (Ilôt d'habitations), il s'agira d'examiner la pré-faisabilité technique et économique pour les deux scénarios mentionnés ci-dessus.

Ce qui se traduira par:

1° une analyse des vents afin de déterminer les conditions prévalant aux Iles-de-la-Madeleine;

2° la détermination et l'analyse des différentes composantes climatiques pouvant influencer l'opération et l'entretien des éoliennes;

3° la détermination des types d'éoliennes qui seront évaluées dans l'étude et la spécification de leurs caractéristiques techniques;

4° l'évaluation comparée des diverses éoliennes retenues en termes de capture, de conversion et de transmission d'énergie pour chacun des scénarios étudiés;

5° le recensement des divers systèmes optionnels pour l'emmagasinage de l'énergie incluant l'évaluation comparée des systèmes en termes de faisabilité, rendement, régularité et compatibilité avec les scénarios étudiés et les types d'éoliennes sélectionnés;

6° l'analyse de l'utilisation appropriée de l'énergie éolienne produite;

7° l'évaluation des coûts reliés aux systèmes sélectionnés;

8° la présentation des différentes possibilités d'assistance financière pouvant faciliter la réalisation du projet;

9° et une analyse de rentabilité[1] économique et financière compte tenu des spécifications techniques.

---

(1) Nous entendons par rentabilité: l'évaluation de l'excédent des bénéfices prévus sur les coûts; ainsi que le calcul de certains indicateurs de performance, notamment la Valeur Présente Nette (VPN), la Période de Récupération de l'investissement (PR), et le Taux Interne de Rentabilité (TIR).

2. Problématique

L'utilisation du vent comme générateur d'électricité et de chaleur est surtout intéressante dans les régions où la vélocité et la persistance du vent sont grandes et où le réseau de distribution de l'énergie électrique est caractérisé par des coûts élevés.

Ces facteurs définissent assez bien la situation qui prévaut aux Iles-de-la-Madeleine.

La figure 1 montre que ces îles font partie des meilleurs sites au Canada du point de vue de la densité d'énergie éolienne.

Par ailleurs, la soumission des madelinots au même tarif d'électricité que le reste de la province oblige Hydro-Québec à encourir des coûts totaux très élevés pour satisfaire la demande surtout lorsque la production d'électricité se fait à partir des centrales diesel.

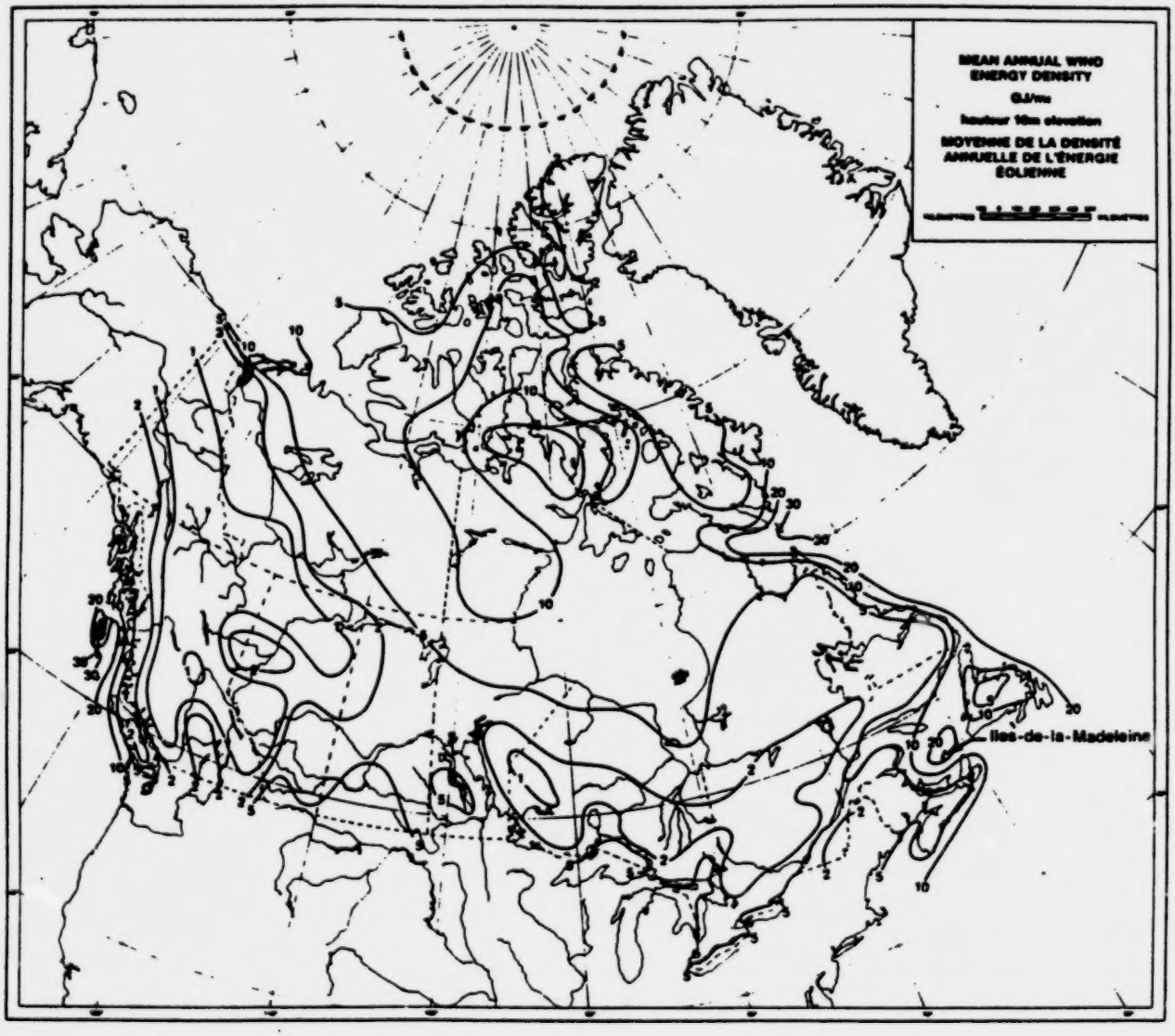
Ce qui a pour effet d'augmenter continuellement et de façon directement proportionnelle au coût du carburant[1] le déficit annuel d'Hydro-Québec.

---

(1) . Aux Iles-de-la-Madeleine 2 types de combustible sont utilisés
- 3 unités fonctionnent au combustible lourd (no 5)
- et au moins 13 unités fonctionnent au combustible léger (no 2)

. Le prix du litre du léger est passé de 24,2 ¢ en 1981 à 29,1 ¢ en 1983 tandis que le litre du lourd variait de 18,06 ¢ à 22,37 ¢ durant la même période.

Figure 1



Source: Service environnement atmosphérique

En effet, si l'on anticipait une reprise de l'inflation sur les prix du carburant le déficit s'accroîtrait. Le déficit pour 1983 est évalué à 15 millions de dollars soit un peu plus d'un million de dollars par mois dont environ 50% consacré aux dépenses de carburant.

Pour ces raisons, et en vue de solutionner le problème, Hydro-Québec a mis sur pied vers les années 1979-1980 un programme commercial auprès des abonnés pour les inciter à chauffer à l'huile.

Ce programme consistait en une réisolation complète des maisons, l'achat par Hydro-Québec des systèmes de chauffage électrique aux abonnés intéressés à profiter du programme au coût d'environ 150 $ du kW totalisant ainsi un montant de 3 000 $ par maison, l'achat toujours par Hydro-Québec d'une fournaise et d'un chauffe-eau à l'huile incluant l'installation. De plus, un plan de garantie de 5 ans leur a été offert ainsi qu'une subvention de 30% sur l'achat d'huile[1].

---

(1) Exemples Coût électricité 1 000 $
Coût de l'huile 1 200 $
Remboursement par Hydro-Québec 500 $
Part du coût d'huile supportée par le consommateur = 700 $

Plusieurs autres programmes incitatifs sont à l'étude à Hydro-Québec; ils visent à trouver des voies et moyens permettant d'économiser des kW sous toutes les formes. Incidemment, des subventions seraient attachées aux économies de kWh réalisées.

Les résultats de l'étude de l'implantation d'un câble sous-marin étant attendus d'ici à la fin de l'année 1986, Hydro-Québec envisage une réduction substantielle des coûts si ceux-ci s'avèrent concluants. Par contre, sa mise en service ne sera effective dans une perspective optimiste qu'en 1988-1989.

En attendant, l'usage des petites éoliennes aux fins de chauffage domestique pourrait s'avérer une solution transitoire surtout si l'on considère l'avantage qu'ont les Iles-de-la-Madeleine à faire partie des programmes des communautés éloignées mis de l'avant par le Gouvernement fédéral (EMR) et visant à réduire la dépendance de ces collectivités à l'égard du pétrole.

3. Cadre général d'analyse

A l'aide des cartes topographiques au 1/20 000 des ministères de l'Energie Mines et Ressources Canada et des Terres et Forêts du Québec, on peut conclure que la plupart des sites semblent favorables à l'implantation des petites éoliennes. Les données sur les vents sont par ailleurs très bonnes et homogènes; donc les calculs effectués sur un site donné sont dans une large mesure applicables à d'autres sites potentiels.

Conformément aux objectifs de l'étude, le plan de travail fut divisé en quatre étapes, soit:

1. Etude des paramètres techniques requis et évaluation des coûts reliés aux systèmes sélectionnés pour chaque scénario.

2. Examen de la faisabilité économique et financière ainsi que des bénéfices générés par un système éolien.

3. Expériences étrangères.

4. Conclusion et recommandations.

3.1 ETUDE DES PARAMETRES TECHNIQUES

Cette étape constitue l'élément principal de l'étude de faisabilité du projet en permettant dans un premier temps une analyse des vents, une étude du site et des différentes contraintes climatologiques pouvant influencer l'opération et l'entretien des éoliennes qui seront analysés.

Par la suite, la détermination et la spécification des types d'éoliennes permettent d'évaluer les coûts reliés aux systèmes sélectionnés pour chaque scénario.

3.2 EXAMEN DE LA FAISABILITE ECONOMIQUE ET FINANCIERE

A l'aide des données obtenues à la section 3.1, une analyse des systèmes éoliens recommandés a été effectuée ainsi qu'une comparaison avec le système de chauffage électrique classique.

3.3 EXPERIENCES ETRANGERES

L'absence de législation au Québec en matière d'énergie éolienne justifie le recours aux expériences étrangères afin de tirer des enseignements fort utiles en termes d'assistance financière et de programmes incitatifs impliquant le secteur privé.

3.4 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Cette dernière étape de l'étude comprend l'élaboration du choix des éoliennes pour chaque scénario compte tenu de leur adaptabilité aux Iles-de-la-Madeleine et de leur rentabilité économique et financière.

3.5 DEFINITION DES CONCEPTS

La démarche décrite ci-dessus est essentiellement axée sur la méthode des scénarios. Ils sont au nombre de deux:

- Scénario I: Résidences individuelles

Nous entendons par résidences individuelles des maisons unifamiliales ayant une superficie variant entre 100 et 150 m2 et dont 20 000 KWH/an sont nécessaires au chauffage.

- Scénario II: Ilot d'habitations

Par hypothèse, un îlot d'habitations est un groupe d'environ 4 à 5 maisons unifamiliales rapprochées géographiquement ou deux unités unifamiliales totalisant une superficie de 600 à 650 m^2, dont la demande annuelle pour fins de chauffage est estimée à 100 000 KWH.

On a conclu, dans une étude préliminaire, à la non-rentabilité d'un troisième scénario impliquant uniquement le chauffage des édifices publics et commerciaux.

Les limites de la méthode statistique utlisée pour l'évaluation de l'énergie annuelle disponible et l'existance des journées potentielles de non disponibilité des aérogénérateurs font appel à des concepts de facteurs de vent et de disponibilité:

Facteur de vent:

Compte tenu de l'imprécision de l'évaluation de l'énergie annuelle disponible sur un site et des limites de la méthode statistique concernant les variations possibles d'une année à l'autre (choix d'une distribution), il importe de définir un facteur de vent FV%.

Le facteur de vent est le rapport entre la valeur effective Es. de l'énergie annuelle disponible sur le site pour l'éolienne considérée pour une année donnée, et la valeur nominable En de cette même énergie calculée par la méthode statistique développée dans la partie technique. $Fv\% = \frac{Es.}{En.}$

Après consultation avec les météorologues et évaluation de la méthode de statistique, ce facteur de vent Fv% peut évoluer entre 80% et 120%.

Disponibilité

L'aérogénérateur peut être soumis au cours de l'année à un certain nombre de pannes, ou de journées d'immobilisation pour fins d'entretien, ou d'arrêts de production dus à la disparition du réseau dans le cas de systèmes reliés. Ces sitations influent directement sur l'énergie annuelle produite par l'installation.

Le facteur de disponibilité FD% est le rapport entre l'énergie effectivement récoltée E par l'aérogénérateur une année et la valeur de l'énergie annuele disponible sur le site pour cet aérogénérateur Es, calculée à partir de la valeur nominale En et du facteur FV%.

$$FC\% = \frac{E}{Es} = \frac{E}{En\ FV\%} \quad \text{soit } E = En \times FV\% \times FD\%$$

D'après les résultats de l'enquête menée auprès des manufacturiers, FD% peut varier entre 85% et 95%.

Exemple:

L'estimation de l'énergie annuelle disponible sur un site pour une éolienne donnée est d'après la méthode En: 50 000 KWh.

Dans une année très favorable (FV%= 120%) l'énergie effectivement disponible peut être

Es= En X FV%= 1.2 X 50 000= 60 000 KWh.

Si la disponibilité est la plus favorable FD%= 95%: l'énergie effectivement récoltée est: E= Es X FD%= 60 000 KWh X 0.95= 57 000 KWh.

Dans le plus mauvais cas FV%= 0.8 FD%= 0.8
E= En X FD% X FV%= 50 000 X 0.8 X 0.8= 32 000 KWh.

4. Hypothèses de faisabilité technique

4.1 ETUDE DU SITE

4.1.1 Estimation de la statistique de vent

La vitesse du vent changeant continuellement en un site donné, il est très utile de décrire celle-ci de façon statistique. Les deux fonctions de densité de probabilité les plus utilisées sont celles de Weibull et de Rayleigh. La première est une distribution à deux paramètres tandis que la deuxième, qui en est un sous-cas, est une distribution à un seul paramètre à fortiori, plus simple à employer.

Les calculs réalisés(1) montrent que ces deux fonctions semblent équivalentes pour les données dont nous disposons sur les Iles de la Madeleine, et c'est la distribution de Rayleigh, se prêtant mieux aux manipulations mathématiques, qui sera utilisée dans la suite. Une étude comparée réalisée dans (5) montre d'ailleurs que cette distribution, quoi qu'un peu moins bonne que celle de Weibull pour le calcul de l'énergie produite, fournit toutefois des résultats satisfaisants surtout quand la vitesse moyenne de vent est assez élevée, ce qui est le cas pour les Iles de la Madeleine.

---

(1) Voir annexe 1.

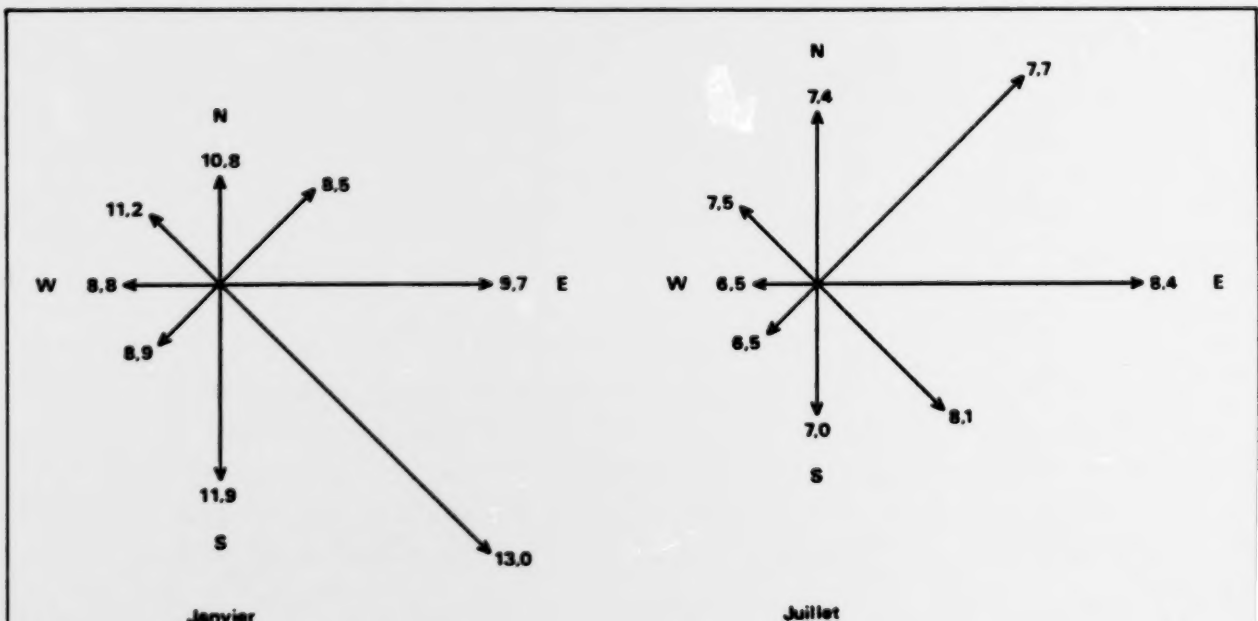
4.1.2 Etude sommaire du site

a) Direction des vents

Comme le montre les roses des vents tirées des données de Environnement Canada (figure 2) les vents dominants en hiver sont les vents d'ouest et du nord-ouest, et en été d'ouest et de sud-ouest aussi bien en fréquence qu'en force. On notera également que les fréquences de calme sont très faibles (la moyenne mensuelle de calme est comprise entre 0 et 0,6%; cf. tableau 2) ce qui constitue un élément très positif pour l'installation d'éoliennes.

Note: Sur les roses de vents la longueur d'une flèche est proportionnelle à la fréquence du vent suivant cette direction, et le nombre porté à son extrémité correspond à la vitesse moyenne du vent selon cette même direction, exprimée en mètres/sec.

Figure 2 -roses des vents



b) Méthode simplifiée d'évaluation d'un site

* Site en terrain plat

Un terrain peut être considéré comme plat s'il remplit les conditions suivantes:

- la différence d'élévation entre le site et le terrain environnant est de moins de 50 mètres jusqu'à au moins trois kilomètres dans chaque direction.

- le rapport h/l, où l est la longueur du terrain où se trouve la plus grande dénivellation, et h la hauteur de cette dénivellation, est inférieur à 0,03.

Bien sûr, cette définition peut être assouplie si un obstacle éventuel (colline) est placé de telle sorte par rapport au site que le vent bloqué n'est pas le vent dominant (utilité de la rose des vents).

La rugosité de la surface sert à décrire la texture du terrain. Plus la surface est rugueuse, plus le vent est gêné dans sa progression. Tant qu'il n'y a pas de gros obstacles, si la rugosité est constante sur un terrain plat, la vitesse du vent à une hauteur donnée sera elle aussi constante pour tout le terrain. Le seul moyen d'avoir une vitesse de vent plus grande est de prendre une tour plus élevée pour l'éolienne.

Le tableau 1 tiré de (11) fournit les coefficients de correction de la vitesse du vent pour différentes rugosités et différentes hauteurs de tour, la référence étant la vitesse du vent à 10 mètres du sol; par exemple, si la vitesse du vent est de 10 m/s à 10 m de hauteur, dans un endroit où on a de hautes herbes, elle sera de 1,13 x 10 = 11,3 m/s à 20 m du sol.

TABLEAU 1: COEFFICIENTS DE CORRECTION DE LA VITESSE DE VENT

SURFACE	6 m	12 m	20 m	25 m	30 m	35 m	40 m
Plane (sable, océan)	0,94	1,04	1,10	1,15	1,18	1,21	1,24
Herbe courte	0,94	1,05	1,12	1,17	1,21	1,25	1,48
Hautes herbes	0,93	1,05	1,13	1,19	1,24	1,28	1,32
Bois (petits arbres)	0,92	1,06	1,16	1,23	1,29	1,34	1,38
Bois (grands arbres)	0,89	1,08	1,21	1,32	1,40	1,47	1,54
Banlieues - petites agglomérations	0,82	1,15	1,39	1,60	1,78	1,95	2,09

Il est également important de tenir compte lors du choix d'un site de la présence d'obstacles tels qu'un bâtiment ou un bouquet d'arbres. Dans ces deux cas, les règles empiriques suivantes s'appliquent, en considérant la direction principale de vent:

- au vent ne pas placer l'éolienne à une distance inférieure à deux fois la hauteur de l'obstacle.

- sous le vent ne pas placer l'éolienne à une distance inférieure à dix fois la hauteur de l'obstacle.

* Site en terrain accidenté

D'une manière générale, dans l'étude d'un site, les accidents de terrain doivent être considérés en premier lieu, puis par ordre d'importance les obstacles et enfin la rugosité.

Une règle universelle consiste à ne pas placer une éolienne au pied d'une élévation de terrain (colline, crête), que ce soit au vent ou sous le vent, du fait de la perte de vitesse du vent et des turbulences enregistrées très souvent en ces lieux.

Une crête (colline allongée d'une hauteur de 150 à 600 mètres et présentant peu ou pas de surface plane à son sommet) est souvent un site intéressant pour l'installation d'une éolienne:

- elle agit comme un tour géante (augmentation de la vitesse du vent avec l'altitude)

- elle permet d'éviter les effets de refroidissement de l'air au niveau du sol (période de calme au matin, due à l'amassement d'air plus froid dans les creux).

- lorsque sa direction est perpendiculaire à la direction du vent, et que sa pente n'est pas trop raide (moins de 25°), elle provoque une accélération des flux d'air (augmentation de 20% à mi-pente et de près de 100% au sommet).

Par contre, si on a une surface plane à son sommet, ce site sera à éviter car on a toutes les chances que ce soit une zone de calme.

Les collines isolées présentent d'une manière générale les mêmes avantages que les crêtes (quoique d'une façon moins certaine). La zone du sommet et la moitié supérieure au vent sont en général de bons sites d'installation.

c) Etude topographique sommaire

Une étude rapide des cartes topographiques au 1 /20 000^{e} du ministère de l'Energie et des Ressources de la Province de Québec, associée aux remarques concernant les vents dominants et l'influence des élévations de terrain, semble indiquer que les buttes et les dunes de sable sont les sites les plus prometteurs.

4.1.3 Contraintes climatologiques

a) Tempêtes

Des données complémentaires d'Environnement Canada indiquent des vitesses de vent maximales de 150 km/h. Cependant, on lit dans (3) que l'éolienne Daf-Indal de 230 kW installée aux îles avait dû résister à des vents de 160 km/h, et ce chiffre doit donc être pris comme référence.

b) Verglas

Un entretien téléphonique avec un responsable d'Hydro-Québec à Rimouski nous a appris qu'une épaisseur maximum de 1,5 pouce (4 centimètres environ) de verglas doit être considérée aux Iles de la Madeleine.

c) Sel

Aucune donnée spécifique n'est disponible à ce sujet, mais il est certain que les conditions aux Iles sont telles que le traitement anti-corrosion des éoliennes est un critère important dans le choix de celles-ci.

Tableau 2

GRINDSTONE ISLAND QUE.

PERIOD 1958-80 PERIODE

Lat. 47°23'N Long. 061°52'W

Elevation 60 m Altitude

	JAN JANV	FEB FEV	MAR MARS	APR AVR	MAY MAI	JUN JUIN	JUL JUIL	AUG AOUT	SEP SEPT	OCT OCT	NOV NOV	DEC DEC	YEAR ANNUEL	
PERCENTAGE FREQUENCY FREQUENCE EN %														
N	14.8	20.3	24.6	23.8	12.4	11.6	8.7	9.4	12.8	15.5	12.3	17.6	15.3	N
NE	6.5	5.0	13.6	7.6	5.3	4.9	2.8	5.1	5.9	7.3	9.1	7.9	6.8	NE
E	6.7	5.4	14.8	12.1	5.1	5.0	4.1	4.3	4.4	4.6	4.4	3.3	6.2	E
SE	6.8	6.2	5.8	6.6	13.3	10.7	9.8	8.1	6.7	8.4	7.7	7.0	8.1	SE
S	7.5	10.6	9.1	13.1	20.8	15.0	17.6	13.1	10.2	9.8	12.7	6.7	12.2	S
SW	9.4	6.4	7.0	8.2	13.6	23.3	29.1	22.5	21.6	16.5	13.8	10.5	15.2	SW
W	19.9	22.8	9.8	12.9	13.6	18.2	16.8	24.3	18.8	17.3	15.7	21.5	17.6	W
NW	28.3	22.7	15.2	15.7	15.8	11.1	11.1	13.1	19.4	20.5	24.2	25.4	18.5	NW
Calm	0.1	0.6	0.1	0.0	0.1	0.2	0.0	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	Calme
MEAN WIND SPEED IN KILOMETRES PER HOUR VITESSE MOYENNE DES VENTS EN KILOMÈTRES PAR HEURE														
N	42.9	37.2	30.5	33.6	25.5	24.9	23.3	25.2	32.4	31.6	37.5	37.8	31.9	N
NE	32.0	33.3	31.2	32.4	24.8	26.3	19.5	23.4	28.6	28.7	30.5	31.2	28.5	NE
E	31.8	33.7	34.7	37.6	26.0	25.2	27.0	23.2	26.5	27.1	29.7	25.0	29.0	E
SE	40.3	39.5	25.7	31.0	25.0	24.3	23.7	27.0	31.3	35.3	35.4	44.9	32.0	SE
S	38.7	34.5	24.9	34.5	27.5	25.1	25.5	26.7	28.9	32.9	38.3	39.7	31.4	S
SW	30.6	28.2	27.4	28.3	25.7	26.6	28.3	27.7	28.9	30.5	30.1	29.8	28.5	SW
W	34.9	35.1	28.4	30.6	31.7	29.7	28.8	30.2	30.6	34.0	34.7	36.2	32.1	W
NW	46.7	38.6	35.5	35.5	36.8	29.6	30.0	29.1	31.6	35.8	37.8	43.9	35.9	NW
All Directions														Toutes directions
	39.2	35.7	30.7	33.4	28.5	26.7	26.9	27.6	30.2	32.7	35.0	37.8	32.0	
Maximum Hourly Speed														Vitesse horaire maximale
	113	129	90	93	97	87	90	97	109	93	113	126	129	
	N	W	N	SE	NW	E	S	E	N	NW	SE	N	W	

Height of anemometer 18.1 m hauteur de l'anemomètre

STATION INFORMATION

The site is located near the top of a hill which is 65 m above sea level. The land drops off sharply in all directions. It is exposed to winds from all directions. Winds are always strong due to the height above sea level.

DONNÉES RELATIVES À LA STATION

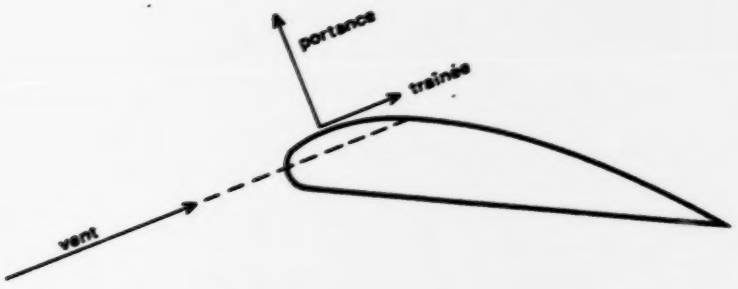
L'emplacement se trouve prs du sommet d'une colline s'élevant à 65 m au-dessus du niveau de la mer. Le terrain s'abaisse brusquement de tous côtés. Il est exposé aux vents en provenance de toutes les directions et ceux-ci sont constamment forts en raison de l'altitude.

4.2 LES DIFFERENTS TYPES D'EOLIENNE

4.2.1 Introduction

Si l'on observe la force exercée par le vent sur une pale d'éolienne (figure 3) on remarque qu'elle est formée de deux composantes: La portance et la traînée, la première agissant perpendiculairement par rapport à la direction du vent, et la seconde parallèlement. Les éoliennes existant actuellement utilisent selon leur type l'une ou l'autre de ces forces pour générer un mouvement de rotation et produire de l'énergie.

Figure 3



4.2.2 Les éoliennes à axe horizontal

Les exemples anciens de ce type d'éolienne sont le moulin à vent hollandais et les éoliennes de pompage multipales si communes autrefois dans le Midwest américain et en Australie. Les forces de portance sur les différentes pales créent un couple qui provoque la rotation autour de l'axe (cf. figure 4).

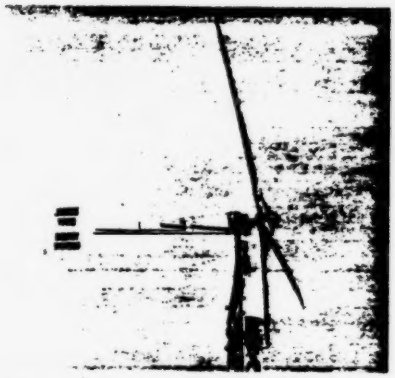
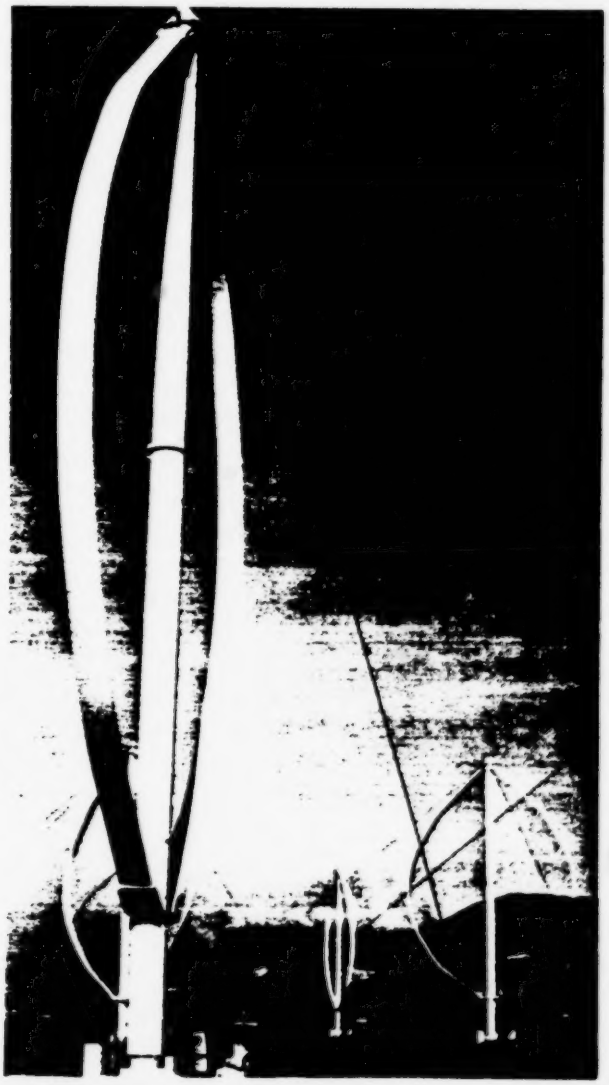


Figure 4 -courtoisie de Jacobs Wind Energy System

Figure 5 -courtoisie de Vawtpower



Les éoliennes modernes, le plus souvent à deux ou trois pales, ont une conception qui rappelle plus une hélice d'avion. Les connaissances accumulées en aéronautique, ainsi que les qualités de rendement de ce genre de système, font que la majeure partie des éoliennes disponibles commercialement sont actuellement de ce type.

On trouve des éoliennes au vent (rotor en avant de la tour par rapport à la direction du vent), et des éoliennes sous le vent.

4.2.3 Les éoliennes à axe vertical

- Le type Savonius

Les éoliennes de type Savonius ressemblent le plus souvent à un baril d'huile qu'on aurait coupé en deux dans le sens de la longueur, et dont on aurait placé les deux moitiés tête-bêche de chaque côté d'un axe vertical (cette ressemblance a d'ailleurs largement été exploitée par toute une génération de bricoleurs désireux de façonner eux-mêmes une éolienne à peu de frais). Là aussi, les forces de traînée, d'amplitude différente sur les faces convexe et concave des deux parties, créent un couple moteur.

Ce dispositif présente un rendement assez faible et n'est guère exploité commercialement.

- Le type Darrieus

Les éoliennes de ce type ressemblent à un batteur à oeufs posé verticalement, les pales étant courbes ou droites et parallèles à l'axe de rotation. Cette fois-ci, c'est la force de portance qui est mise à profit. Si l'éolienne est en rotation, chaque pale rencontre un vent relatif (résultant du vent et du déplacement) provoquant une force de portance variable selon la position de la pale, mais pouvant atteindre une grande amplitude.

Les avantages des éoliennes de type Darrieus sont les suivants:

- bon rendement
- possibilité de placer la génératrice électrique au niveau du sol, d'où facilités de maintenance.

Le principal inconvénient provient du fait qu'une éolienne de ce type possède un mauvais couple de démarrage et doit donc être associée à un système électrique réversible pouvant fonctionner en moteur.

Certains manufacturiers proposent des éoliennes de ce type, particulièrement dans la gamme 50-500 kw (cf. figure 5).

4.3 SYSTEMES DE CHAUFFAGE ELECTRIQUE, DE STOCKAGE ET DE LIAISON AU RESEAU

4.3.1 Systèmes de chauffage

Suite à l'étude de préfaisabilité, il est apparu que le chauffage à l'électricité d'origine éolienne était pour les Iles de la Madeleine le système le plus avantageux. En effet, les systèmes de génération de chaleur autres que l'électricité (brassage d'huile par exemple) se heurtent rapidement aux problèmes de transport et d'isolation thermique de la chaleur produite. Pour des distances dépassant 10 à 15 m, le câble électrique constitue un moyen de transport plus économique et plus efficace (pertes inférieures). Pour les installations non reliées au réseau, le couplage thermique sur le même système de chauffage est aisé. Une combinaison adéquate du réglage des thermostats d'ambiance respectifs du système classique et de la partie alimentée par l'éolienne permet d'assumer la continuité du chauffage de l'habitation.

4.3.2 Systèmes de stockage

Introduction

Une caractéristique essentielle du vent étant la discontinuité dans le temps, il apparaît nécessaire dans le cas de systèmes éoliens autonomes d'utiliser un dispositif permettant de stocker l'énergie produite et non utilisée directement pendant les périodes de production afin d'en restituer une partie, aussi grande que possible, pendant les périodes de

calme. Ce paragraphe présente plusieurs systèmes de stockage, certains classiques, d'autres au stade encore expérimental. Notons quand même que leurs caractéristiques communes sont un coût d'investissement assez élevé et un rendement ne dépassant pas 80%.

Le stockage thermique

Si l'éolienne est équipée d'une génératrice synchrone, on peut faire débiter celle-ci (en disposant à ses bornes une capacité pour améliorer le facteur de puissance) sur une résistance chauffant l'eau d'une cuve (éventuellement celle de l'installation de chauffage déjà existante).

La température de stockage est nécessairement inférieure à 100°C, ce qui n'est pas très bon du point de vue du rendement thermodynamique. D'autres systèmes ont donc été proposés, avec un matériau autre que l'eau (cf. (10)).

- Avec un solide tel qu'un ensemble de briques réfractaires ou du sable; on arrive à des températures de stockage de l'ordre de 300 à 400°C.

- Avec des liquides comme le sodium ou certaines huiles; ceux-ci sont d'un coût élevé, et on doit envisager de préférence des systèmes mixtes solide/liquide.

- Le stockage par chaleur latente, qui utilise la chaleur de fusion de solides comme la cire, ou de certains sels (température < 150°C), et éventuellement des nitrates ou des composés fluorés (température de 300 à 800°C).

- Le stockage thermochimique, des réactions réversibles en dothermiques dans un sens et exothermiques dans l'autre permettent de stocker l'énergie sous forme de liaisons chimiques. Le procédé est encore expérimental, mais des réactions comme celle de la combinaison oxyde de carbone-hydrogène ou eau-acide sulfurique devraient théoriquement permettre un stockage à bas prix, avec des températures d'opération de l'ordre de 350 à 850°C.

Le stockage électrochimique

Le stockage de l'énergie par batteries est certainement l'un des plus employés pour les petits systèmes éoliens, du fait de leur grande capacité d'emmagasinage et de leur fiabilité. Le seul type réellement au stade "commercial grand public" reste encore la classique batterie acide-plomb. Les batteries au nickel-cadmium sont plus chères et leur rendement est légèrement moins bon. Enfin, les batteries argent-zinc ont une durée de vie assez courte, et leur coût est également plus élevé.

Notons enfin que les batteries acide-plomb présentent les inconvénients suivants:

- elles dégagent de l'hydrogène, gaz très inflammable;

- leur manipulation est relativement dangereuse, à cause de l'acide qu'elles contiennent et elles ne doivent donc pas être accessibles aux enfants;

- leur température d'opération normale doit se situer aux alentours de 20°C.

Stockage par production d'hydrogène

L'électricité produite par le système éolien peut servir à l'électrolyse de l'eau, ce qui permet d'en dissocier l'hydrogène. On peut ensuite stocker celui-ci (sous forme compressée, liquide...) et l'utiliser comme carburant. Cette technologie en est encore au stade expérimental, et les coûts restent très élevés.

Stockage par volant d'inertie

Le volant d'inertie, qui stocke l'énergie sous forme mécanique, est connu et employé depuis bien longtemps, mais on a cru jusqu'à récemment que son utilisation était très limitée. Les choses ont changé avec l'apparition du concept de "super volants d'inertie", réalisés à l'aide de matériaux dénommés "matériaux composites unidirectionnels" (susceptibles de résister sans rupture à des forces centrifuges importantes) et de roulements à air ou magnétiques. Les avantages de ces volants sont les suivants:

- nombre illimité de cycles charge-décharge;

- hauts rapports énergie/masse et énergie/volume;

- maintenance nulle.

Ces systèmes en sont toutefois encore au stade expérimental.

Stockages hydraulique et pneumatique

Le stockage hydraulique consiste à emmagasiner l'énergie sous forme gravitationnelle en pompant de l'eau d'un niveau bas à un niveau plus élevé, le turbinage de celle-ci permettant ensuite de récupérer l'énergie. La nécessité de disposer de réservoirs et d'une masse d'eau importante est évidemment un facteur limitatif important. Le stockage d'air comprimé est surtout envisagé dans des applications où cet air comprimé sert de carburant dans des turbines classiques.

Ces deux procédés de stockage en sont encore au stade expérimental, et sont de toutes façons mieux adaptés aux systèmes de grande puissance.

Comparaison des densités d'énergie et des coûts des différents moyens de stockage

Le tableau 3, dont les données proviennent de (11) et (12), présente les densités d'énergie et les coûts moyens des principaux dispositifs de stockage présentés précédemment. En outre, pour fixer les idées, la dernière colonne donne dans chaque cas le coût d'une installation qui permettrait de fournir l'énergie nécessaire au chauffage d'une maison pendant 24 heures de calme, en supposant une puissance instantanée demandée de 10 kW (donc une énergie totale de 240 kWh, chiffre caractéristique d'une journée d'hiver).

En conclusion, on peut remarquer que, à l'exception du stockage thermique, les divers procédés restent d'un coût prohibitif, la plupart d'entre eux n'ayant d'ailleurs pas atteint le stade de la commercialisation.

- TABLEAU 3 -

	Densité d'énergie (kwh/m^3)	Coût ($/kwh)	Coût système ($)
Stockage thermique	100	12	2 880
Stockage chaleur latente	300	25	6 000
Batterie plomb-acide	50	100	24 000
Batterie nickel-cadmium	100	300	72 000
* Hydrogène comprimé	1 000	80	19 200
* Hydrogène (hydrures)	5 000	200	48 000

* Coûts estimés

4.3.3 Génératrices

Les génératrices à courant continu sont écartées dès le départ à cause de leur coût relatif élevé, et leur taux de maintenance important dû à l'emploi du collecteur mécanique. Les génératrices à courant alternatif comprennent les machines synchrones et les machines asynchrones (ou machines à induction).

Les machines synchrones présentent un certain nombre d'avantages: possibilité de réglage de la tension et de la charge à l'aide de l'inducteur, fonctionnement autonome auto-excité possible, absence de contacts tournants possible, entraînement direct envisageable avec l'emploi de machines à basse vitesse et à nombre de pôles élevé.

Un certain nombre de génératrices synchrones à aimants permanents (Ferrites et terres rares) commencent à apparaître sur le marché des aérogénérateurs. Ils présentent une robustesse et une fiabilité élevées; la facilité d'obtention d'un nombre de pôles élevé avec une telle structure permet en effet de réduire sinon de supprimer complètement la transmission entre l'arbre de la turbine éolienne et celui de la génératrice. Mais l'absence de production en série augmente artificiellement le coût de production de telles machines, bien que leur structure ne se prête pas à priori à des procédés de construction coûteux.

Les désavantages de cette machine concernent son coût relativement élevé par rapport aux autres génératrices dans la gamme de puissance retenue pour l'étude.

Dans le cas d'une liaison au réseau, il n'est pas possible de réaliser l'accrochage direct d'une génératrice entraînée par une éolienne à vitesse variable.

Les machines asynchrones, utilisées en moteur dans un grand nombre de processus industriels, présentent les avantages suivants: robustesse, fiabilité, faible coût, simplicité,

production d'électricité à vitesse sensiblement constante dans le cas de l'accrochage à un réseau, réversibilité aisée à mettre en oeuvre (démarrage des éoliennes de type Darrieus), pas de contacts tournants (à moins d'utiliser une machine à rotor bobiné), possibilité d'auto-excitation par des capacités.

Les désavantages de cette machine sont assez nombreux: limite inférieure de vitesse en fonctionnement générateur sur le réseau à fréquence fixe, facteur de puissance peu élevé, possibilité d'oscillations autour de la vitesse synchrone occasionnant du papillonnement, fonctionnement autonome instable.

Cette machine est largement répandue dans les systèmes aérogénérateurs devant être reliés au réseau. Ceci s'explique plus par le faible coût d'installation et l'apparente simplicité du procédé de fonctionnement, que par des avantages réels pour ce qui est des performances. En effet, la puissance réactive consommée par la machine doit être fournie par le reste du réseau (constitué de machines synchrones). Aussi la proportion limite de puissance installée avec des génératrices asynchrones et des générateurs synchrones est très critique pour les problèmes de stabilité.

4.3.4 Systèmes d'interface au réseau

De manière générale, ces systèmes d'interface se composent de convertisseurs statiques. Dans le cas des génératrices asynchrones en fonctionnement direct sur le réseau, ils se limitent à un système de détection de la vitesse minimale de fonctionnement qui provoque l'accrochage de la génératrice.

Convertisseurs statiques

Les convertisseurs statiques d'énergie électrique utilisant des composants électroniques de puissance (thyristors, diodes, transistors) permettent de traiter l'énergie électrique produite et d'adapter le système de génération à l'utilisation avec une souplesse de commande très intéressante.

Les redresseurs permettent de transformer les tensions alternables des génératrices entraînées à vitesse variable, en tension continue, pour le stockage sur batteries ou l'utilisation d'un onduleur synchrone pour la liaison au réseau.

Les onduleurs non autonomes ou synchrones permettent de stocker l'énergie électrique produite sur le réseau d'utilité. L'entrée peut être sous forme d'une tension continue variable, comme celle produite par une machine synchrone associée à un redresseur, et à un ensemble de batteries. Ils cessent de fonctionner lors d'une panne du réseau d'utilité et présentent un rendement élevé.

Il importe de bien différencier les onduleurs non autonomes et les onduleurs autonomes. Ces derniers sont également utilisés pour les aérogénérateurs fonctionnant en autonome. Ils permettent de constituer un réseau alternatif à fréquence constante à partir du système de batteries de stockage chargées par la génératrice associée à un pont redresseur. Ils permettent d'imposer une tension alternative aux bornes d'une charge même passive. Par contre les onduleurs non autonomes

permettent seulement d'échanger de la puissance entre une source continue (génératrice de l'éolienne avec pont redresseur) et un réseau alternatif. Ils utilisent la puissance réactive fournie par le réseau pour assurer leur fonctionnement en commutation. Ils cessent de fonctionner lorsque celui-ci n'existe pas. Vus du réseau, ils ont donc un comportement analogue dans bien des domaines avec la génératrice asynchrone.

Les inconvénients principaux des onduleurs synchrones concernent leur coût relativement élevé, l'injection d'harmoniques dans le réseau, le facteur de puissance peu intéressant pour les basses vitesses (faibles tensions d'entrée), la complexité des réparations en cas de panne, bien que la maintenance soit faible et la fiabilité élevée.

Solutions techniques disponibles sur le marché

Les solutions sont différentes suivant le type de génératrice employée, le type d'éolienne (auto-démarrante ou non), la possibilité de liaison au réseau électrique, la gamme de puissance considérée. Cinq structures sont, à priori, utilisables: (voir figures 6-7):

Système I: machine synchrone auto-excitée ou à aimants permanents alimentant directement les résistances du système de chauffage électrique.

Ce système est applicable aux éoliennes auto-démarrantes, il est entièrement autonome.

Figure 6

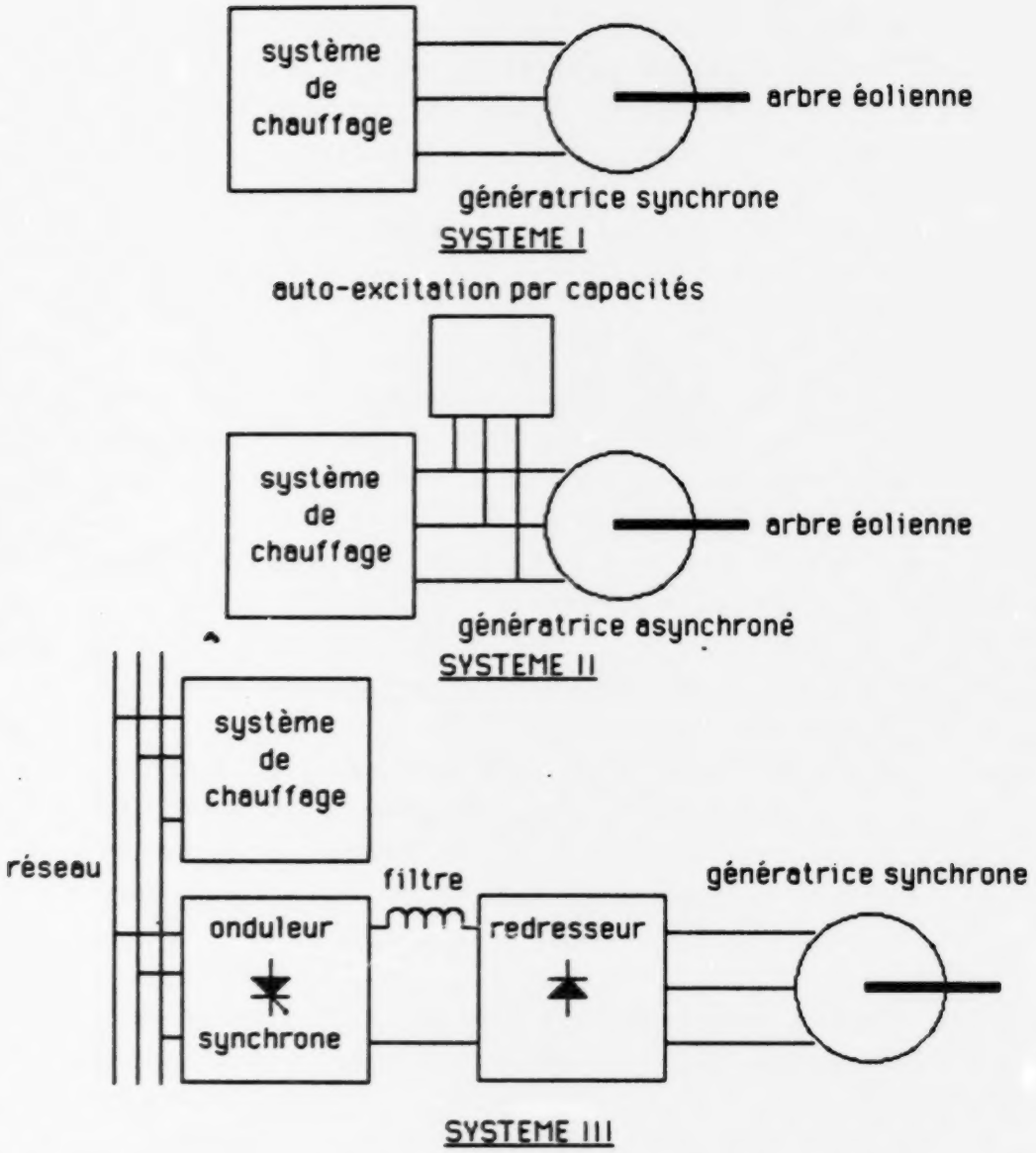
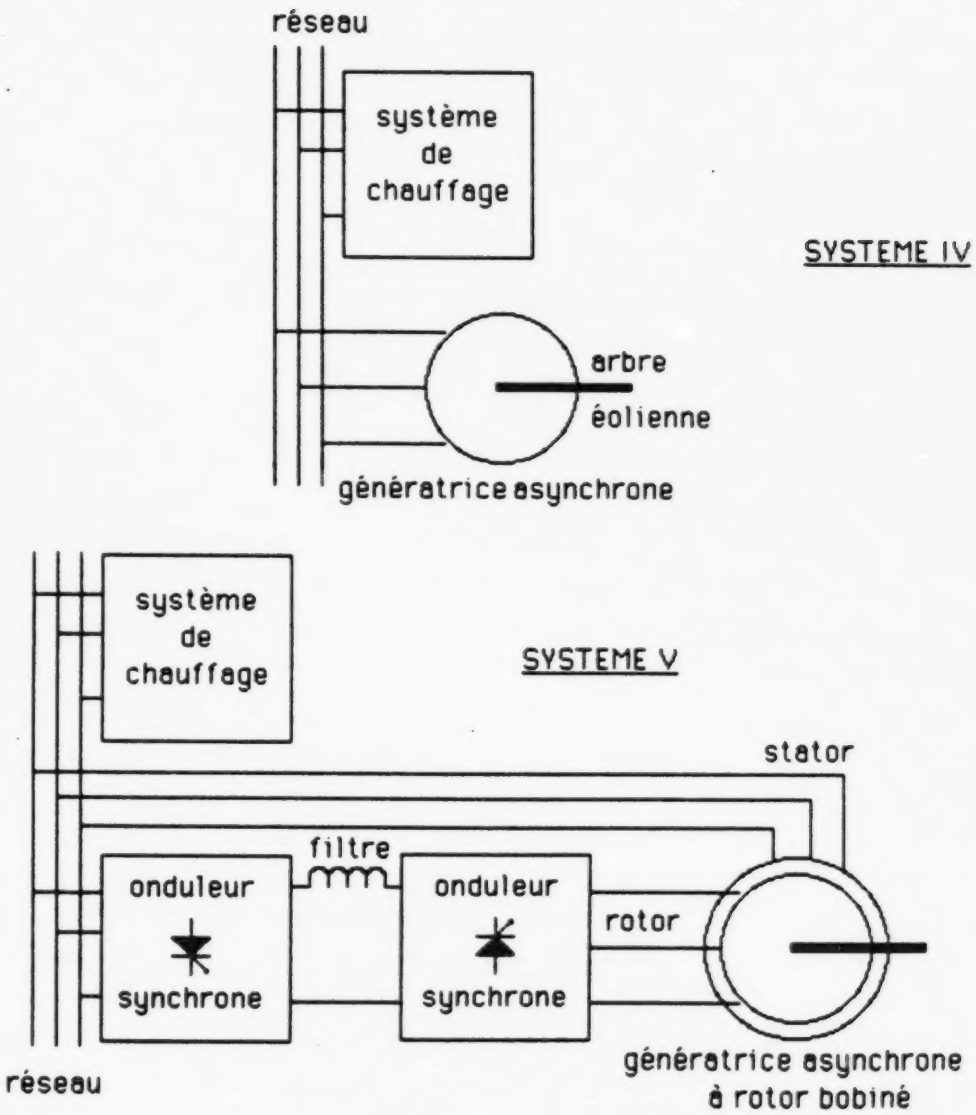

système de chauffage
arbre éolienne
génératrice synchrone
SYSTEME I
auto-excitation par capacités
système de chauffage
arbre éolienne
génératrice asynchroné
SYSTEME II
système de chauffage
réseau
filtre
génératrice synchrone
onduleur
synchrone
redresseur
SYSTEME III

Figure 7


réseau
système de chauffage
SYSTEME IV
arbre
éolienne
génératrice asynchrone
système de chauffage
SYSTEME V
stator
filtre
onduleur
synchrone
onduleur
synchrone
rotor
réseau
génératrice asynchrone à rotor bobiné

Système II: machine asynchrone auto-excitée par banc de capacités alimentant directement les résistances du système de chauffage électrique.

Ce système s'applique aux éoliennes auto-démarrantes. Il est simple et robuste, mais instable si la vitesse varie beaucoup. Un fonctionnement à vitesse variable peut être obtenu par un banc de capacités variables plus complexes. Il est entièrement autonome.

Système III: machine synchrone auto-excitée ou à aimants permanents alimentant un redresseur relié au réseau par un onduleur synchrone.

Ce système n'est pas réversible (il pourrait l'être par emploi d'un deuxième onduleur synchrone à la place du redresseur). Il s'agit d'un système de chauffage indirect. L'éolienne injecte la puissance dans le réseau, le bilan de la consommation de l'utilisateur s'effectue par différence entre la puissance consommée par le chauffage et celle produite par l'aéro-générateur.

Système IV: machine asynchrone accrochée directement sur le réseau.

Il s'agit d'un système indirect analogue au système III. Il présente un seuil minimum de vitesse d'opération en génératrice, relié à la vitesse synchrone du réseau. Il est réversible et permet de démarrer l'éolienne si nécessaire. Un système de commande doit être employé pour déconnecter la génératrice du réseau, si la vitesse diminue et que celle-ci fonctionne en moteur.

Système V: machine asynchrone à rotor bobiné, avec liaison du rotor avec le réseau.

C'est un système indirect utilisant des onduleurs synchrones. Ce système peut devenir moins onéreux que le système III, lorsque la puissance dépasse 50 kw. Il est réversible.

Systèmes retenus pour les divers scénarios

Parmi les systèmes retenus précédemment, les solutions I, III et IV sont les plus courantes sur le marché. Les systèmes II et V sont également disponibles chez certains constructeurs.

Les systèmes I, III et IV peuvent être appliquées aux scénarios de la manière suivante:

- Scénario I: gamme de puissance inférieure ou égale à 10 kw: Le système I est le plus compétitif. Il est entièrement autonome et applicable aux éoliennes auto-démarrantes à axe horizontal. Le système I peut être facilement étendu à un système III par adjonction d'un onduleur non autonome.

- Scénario II: gamme de puissance de 50 à 150 kW. Les systèmes I, III et IV sont envisageables. Le système le plus courant adopté par les manufacturier est le système IV à cause de sa robustesse et de son faible coût.

En guise de conclusion sur les systèmes électriques associés aux aérogénérateurs retenus pour les divers scénarios, on peut remarquer:

- que les systèmes III et IV sont de loin les plus répandus sur le marché des aérogénérateurs considérés pour l'étude. Les systèmes III (machine synchrone et onduleur non autonome) s'étendent plus dans le domaine des faibles puissances, alors que les systèmes IV (accrochage sur le réseau d'une génératrice asynchrone) se retrouvent en majorité dans la gamme de 50 à 150 kW.

- que l'emploi quasi-systématique des systèmes IV ne s'explique pas nécessairement par leur apparente simplicité, mais plutôt par leur faible coût relatif vis-à-vis de celui de l'installation dans son ensemble. Nous verrons dans les paragraphes suivants qu'un certain nombre de coûts additionnels est à prévoir pour une connexion fiable au réseau.

4.4 PROBLEMES LIES A L'UTILISATION DES AEROGENERATEURS

4.4.1 Contraintes de structure

Le nombre de cycles qu'une petite éolienne est amenée à subir durant sa période d'utilisation est très élevé: songeons qu'à raison de deux tours par seconde en moyenne (valeur commune dans la gamme des 10 kw) le nombre total de révolutions sera de l'ordre de milliard. De plus, la direction du vent change constamment, des turbulences peuvent se produire ... Ceci a l'effet de soumettre les différents composants (pales, boîte de transmission, tour ...) à de nombreux efforts, sans parler de l'action néfaste du sillage de la tour dans le cas d'éolienne sous le vent. Si les grandes éoliennes tournent moins vite, de par leur taille, leurs pales rencontrent en cours de rotation des vents de vitesse différente (effet de l'altitude) ce qui induit des contraintes non négligeables.

Il est donc très difficile de prévoir le comportement à long terme d'une éolienne placée en un site donné.

Citons par exemple (14) une expérience réalisée aux Etats-Unis en 1981: 6 petites éoliennes furent achetées et installées chez des particuliers, avec des dispositifs d'enregistrement de la vitesse du vent et de l'énergie produite.

Deux d'entre elles durent être arrêtées au bout de dix jours (chute de la génératrice pour l'une, accrochage d'un hauban par les pales pour l'autre), deux autres au bout d'un mois

(problèmes dans le système hydraulique de contrôle du calage des pales) et deux autres après six semaines (heurt d'une pale avec la tour par suite de jeu dans les composants et problèmes d'onduleur).

Par la suite, les accidents semblent avoir été quand même beaucoup moins nombreux et il ne faut pas oublier que depuis 1981, la fiabilité des éoliennes s'est grandement accrue.

On lit dans (29) qu'en 1980, au Danemark, une éolienne installée sur un site avait 50% de chances de tomber en panne, et qu'en 1984, ce chiffre était tombé à moins de 2%, suite à la création du centre d'essais de Risoe.

4.4.2 Contraintes électriques

Elles apparaissent à plusieurs niveaux, surtout dans le cas d'une liaison au réseau telle qu'envisagée dans la majorité des scénarios.

1. Influence des aérogénérateurs sur l'opération du réseau d'utilité par la compagnie de distribution.

2. Sécurité du travail de maintenance des lignes pour le personnel de la compagnie d'électricité.

3. Pertes en ligne et facteur de puissance.

4. Perturbations de tension (papillonnement) et harmoniques.

- Influence des aérogénérateurs sur l'opération du réseau de distribution:

Pour ce qui est des courants de défaut côté réseau, les générateurs asynchrones contribuent au défaut pendant les quelques cycles postérieurs. Les générateurs synchrones peuvent contribuer au défaut de manière permanente mais ils sont très rarement employés pour une liaison directe au réseau.

Les onduleurs autonomes et non autonomes offrent à ce niveau une sécurité plus élevée puisqu'ils cessent de fonctionner au cours du cycle suivant le défaut (1/6 de période du réseau pour une onduleur triphasé).

La répartition d'aérogénérateurs le long d'une artère de distribution modifie à priori les réglages de tension adoptés par la compagnie d'électricité. La présence de nouveaux générateurs peut donc se traduire suivant les cas par des surtensions ou des sous-tensions locales.

Les études menées aux USA ont montré que ces problèmes pouvaient être aisément résolus par un ajustement des réglages de la compagnie d'électricité, et qu'ils ne posaient pas de problème particulier, tant que la pénétration de la puissance éolienne installée dans le réseau ne dépassait pas 25% de la puissance globale (15).

- Sécurité des travaux de maintenance sur le réseau:

Tous les systèmes d'aérogénérateur fonctionnant avec un onduleur autonome ou avec une génératrice synchrone reliée directement doivent pouvoir être déconnectés par un dispositif opérable par le personnel de la compagnie de distribution.

Les génératrices asynchrones même auto-excitées par un banc de condensateurs pour la compensation du facteur de puissance ne peuvent pas continuer à alimenter une grande portion de ligne. De même les onduleurs non autonomes cessent de fonctionner lorsque le réseau disparaît.

Néanmoins il n'existe pas, à l'heure actuelle de législation claire sur le sujet au Québec; il semble qu'il faille prévoir dans tous les cas un dispositif de déconnexion accessible au personnel de la compagnie de distribution.

- Pertes en ligne et facteur de puissance:

La présence des aérogénérateurs sur la ligne permet de diminuer la puissance qui transite dans les sous-stations en amont. Mais les aérogénérateurs, de par les systèmes électriques employés (génératrice asynchrone - onduleur non autonome) réduisent systématiquement le facteur de puissance. Néanmoins, cet accroissement des pertes n'est pas en général (15), comme le montre les études, suffisamment important pour justifier la modification des installations (compensation variable en fonction des mises en services sucessives des divers aérogénérateurs). (Exemple: pour une pénétration de 50% avec une répartition des aérogénérateurs dispersée le long de l'artère, l'augmentation des pertes est de 12%).

- Perturbations de tension (Flicker) et harmoniques:

Il s'agit des fluctuations de tension qui apparaissent à la mise en service des aérogénérateurs. Elles peuvent occasionner des effets gênants sur l'éclairage, et les appareils sensibles à la tension (postes de télévision par exemple).

Ces perturbations sont systématiquement présentes à l'enclenchement d'une génératrice asynchrone sur le réseau. Le courant d'appel est très important (pouvant dépasser 10 fois le courant nominal), il occasionne donc au voisinage de l'aérogénérateur une baisse de tension due à l'impédance des lignes. Cet effet sera systématiquement présent dès que les génératrices dépassent 5kVA. Le seuil inacceptable du papillonnement ou "flicker" de tension (terme retenu par la communauté électrotechnique internationale) a été fixé par exemple dans une étude aux USA à: chute de tension de 6 à 8 volts, au niveau du consommateur (distribution 120/240 V), avec une fréquence d'apparition de 1 à 2 fois par jour.

Les solutions à ce problème sont en général onéreuses (limiteur de courant à l'enclenchement pour les machines asynchrones) et relativisent alors l'intérêt économique de la génératrice asynchrone. Une solution intermédiaire consiste à brancher l'aérogénérateur sur un transformateur de distribution séparé pour limiter le phénomène de "Flicker" au circuit du consommateur, ceci dans le cas d'une installation moyenne (< 50 kw).

Il faut souligner avec insistance le problème posé par les mises en service successives d'une génératrice asynchrone, entraînée au voisinage de la vitesse minimale d'enclenchement, qui peuvent provoquer des modes d'excitation très ennuyeux. En outre, il faut tenir compte du très faible facteur de puissance de la génératrice au voisinage de la vitesse d'enclenchement.

Il faut également noter la possibilité de surintensités et de couples transitoires très importants (pouvant endommager la structure) lors du réenclenchement rapide de la génératrice asynchrone après une intervalle de quelques cycles (désynchronisme). Un équipement de surveillance de tels défauts peut être installé.

Les harmoniques générés par les convertisseurs statiques posent également un problème. Il faut les empêcher de circuler dans les lignes où ils peuvent occasionner des résonnances locales ou provoquer des perturbations sur le réseau téléphonique. Un certain nombre de filtres passifs peut en général ramener le niveau d'harmoniques à des valeurs raisonnables (aux USA, le seuil admis est une valeur efficace totale des harmoniques inférieure ou égale à 5% de la valeur efficace du fondamental, chaque harmonique ne dépassant pas 3%).

---

(15) Study of dispersed small wind systems interconnected with a utility - distribution system. Preliminary Hardware Assessment. D. Curtice - J. Patton- Systems Control Inc. (for Rockwell International).

Pour résumer les problèmes électriques liés à l'opération des aérogénérateurs, il importe de remarquer que ces problèmes existent surtout dans le cas d'une liaison à un réseau relativement limité en puissance et en étendue. La majorité des problèmes peut être résolue par une augmentation significative du coût de l'installation.

Quant aux problèmes de structure et de vibrations, ils demeurent souvent mal identifiés même sur le plan théorique. Aussi, malgré les améliorations sensibles de la fiabilité des éoliennes obtenues ces dernières années, il reste très difficile de prévoir leur comportement à long terme.

4.4.3 Aspects liés à l'environnement et à la sécurité

Aspects environnementaux

Plusieurs problèmes peuvent se poser si l'on désire installer une éolienne:

- interférences électromagnétiques dans le cas des radars ou de relais de télévison;
- nuisances vis-à-vis du trafic aérien;
- nuisances vis-à-vis des oiseaux migrateurs (heurts avec les pales en rotation);
- pollution sonore (dans la gamme audible ou infrasonique);
- problèmes d'esthétique.

Ces problèmes s'accroissent bien sûr avec la taille de l'éolienne.

Aspects concernant la sécurité

Les risques les plus immédiats associés aux éoliennes sont bien sûr la chute de la tour et la perte d'une pale. Pour ce qui est du premier, on peut définir autour de l'éolienne une zone dangereuse circulaire, dont le rayon est égal à la somme de la hauteur de la tour et de la longueur d'une pale (cf. (11)). Pour ce qui est du deuxième la zone dangereuse peut être beaucoup plus étendue: une pale de l'éolienne Smith-Putnam construite dans les années 40 franchit une distance de 230 mètres, des calculs précis effectuées dans le cas de l'éolienne MOD-0A de 200 kW ont montré qu'une pale pourrait être projetée à 170 mètres. Dans la gamme de puissance qui est considérée dans cette étude, on peut estimer la distance parcourue à environ 70-150 m au maximum.

4.5 EVALUATION DE LA DEMANDE D'ENERGIE POUR CHAQUE SCENARIO

4.5.1 Cas du scénario 1

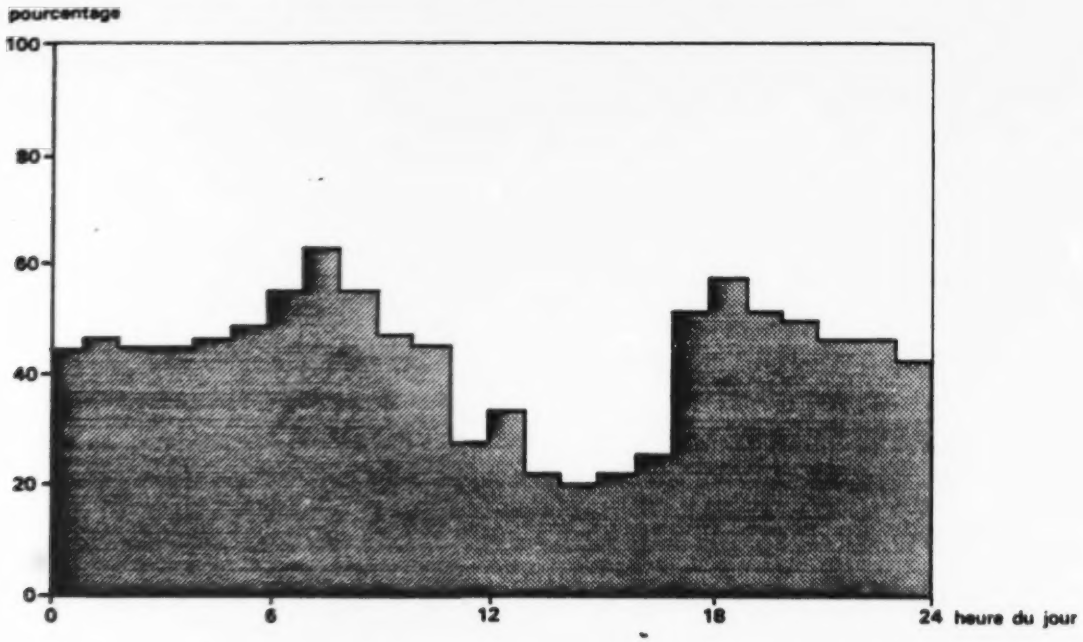
Le tableau 4, fourni par Hydro-Québec, permet de se faire une idée précise de la demande en énergie d'une résidence type aux Iles-de-la-Madeleine.

- TABLEAU 4 -

Municipalité	Type d'habitation	Consommation moyenne annuelle (Basée sur 83-84) (kwh)	Consommation (kwh/m^2)
Bassin	bungalow	29 303	1.84
Cap-aux-Meules	bungalow	31 610	1.65
Etang-du-Nord	bungalow	31 791	1.70
Grande-Entrée	bungalow	29 502	2.42
Fatima	bungalow	28 399	1.55
Cap-aux-Meules	2 étages	33 853	1.86

Notons que cette consommation inclut le chauffage, les appareils électriques (ceux-ci intervenant pour 7 000 kwh environ) et le chauffage de l'eau chaude. Un chiffre moyen de 30 000 kwh/an semble donc une bonne représentation de la consommation totale d'une résidence (20 000 kwh pour le chauffage). La figure 8, tirée de (13), montre l'allure de la demande pour une journée typique d'hiver, représentée en fraction de la puissance de pointe annuelle demandée (de l'ordre de 14 kw d'après (8)). On y voit l'existence de deux pics journaliers, la moyenne s'établissant aux alentours de 0.45 (soit 5.7 kw).

Figure 8 -allure de la demande (résidence individuelle)



4.5.2 Cas du scénario 2

En définissant un ilôt comme un ensemble de 3 à 5 résidences, on obtient pour la consommation moyenne annuelle une fourchette de 100 000 à 150 000 kwh/an.

4.6 DESCRIPTION DES SYSTEMES RETENUS

4.6.1 Analyse à l'aide de la grille multicritères

Les conditions régnant dans les régions côtières de Terre-Neuve et du Labrador étant sensiblement les mêmes qu'aux Iles de la Madeleine (vitesse moyenne du vent élevée, basses températures, verglas, air salin) il a été décidé d'utiliser pour le choix des éoliennes la grille multicritères décrite dans (16).

A cet effet, une lettre et un questionnaire ont été envoyés à une soixantaine de fabricants en Amérique du Nord et en Europe.

Pour des raisons diverses (faillite, changement d'adresse...) tous n'ont pas répondu.

Dans le tableau 5 se trouve le pointage multicritère des compagnies ayant fourni des renseignements suffisamment précis. Il est apparu que certains critères définis dans (16) étaient difficilement exploitables (par exemple, peu de

(16) An assessment methodology for the preliminary selection of Wind Energy Conversion System Sites in remote communities in the province of Newfoundland and Labrador.

- TABLEAU 5 -

	TYPE TOUR *	OPTIONS TOUR	NATURE PALES	VITESSE VENT MAX.	FREINAGE **	DETECTION GLACE	DETECTION VIBRATION	FREIN MANUEL	PROTECTION FOUDRE	PROTECTION SEL	GARANTIE (années)	SCORE
EXTRAWATT	(3)	1	Fibre verre	100 mph	A + M	Y	Y	Y			1	1 065
BERGEY	(3)	3	Fibre verre	120 mph	A			N			3	425
JACOBS	(4)	1	Bois	120 mph	A + M			Y		Y		1 310
NORTH WIND POWER	(4)	5	Bois	120 mph	A + M	Supporte 2,5"	Y	Y	Y	Y		1 420
ENERTECH	(4)	0	Bois-fibre	120 mph	A + M		Y	Y		Y		1 260
ESI	(4)	1	Bois	100 mph	A + M			Y		Y		1 260
BONUS	(2)		Fibre		A + M			Y		Y		1 125
MALEC	(2)		Fibre verre	112 mph	A + M	Y	Y	Y				1 125
MICON	(1)	1	Fibre verre	112 mph	A + M		Y	Y	Y	Y	5	1 500
VESTAS	(4)	2	Fibre-poly		A + M		Y	Y	Y	Y	2	1 260
OSS POWER MILLS APS	(4)	0	Polyuréthane	100 mph	A + M		Y	Y		Y	1	1 210
DANISH WIND TECH A/S	(3)	0	Fibre-poly		A + M		Y	Y	Y	Y	1	1 265
WIND POWER SYSTEMS	(3)	1	Fibre verre	154 mph	A + M			Y		Y		1 315
AEROWATT	(3)	4	Fibre verre	110 mph	A + M			Y	Y	Y	5	1 275
WINDMATICS	(1)	2	Fibre verre	112 mph	A + M	Y	Y	Y	Y	Y	5	1 500

* (1) Cylindrique - sans hauban - échelle intérieure
(2) Cylindrique - sans haubans - échelle extérieure
(3) Cylindrique - avec haubans - échelle extérieure
(4) Treillis - avec haubans

** A : aérodynamique
M : mécanique

- TABLEAU 6 -

	Puissance (kW)		Production (KWh/an) 100%		
			Connexion au réseau	Sans connexion	Prix ($ 1985)
Scénario 1					
. JACOBS	10		40 000	29 000	29 100
. EXTRAWATT	10	*	42 000	29 000	21 000
. ENERTECH	5		25 000		15 380
. AEROWATT	10	**	50 000		19 400
Scénario 2					
. ENERTECH	25		128 000		67 000
. ENERTECH	40	**	180 000		73 000
. ENERTECH	60	**	217 000		75 000
. NORTH WIND POWER	14		82 000		63 000
. ESI	54	**	270 000		105 000
. ESI	180	**	686 000		245 000
. MICON	22	**	71 000		31 780
. MICON	60	**	225 000		57 260
. MICON	100	**	345 000		76 300
. VESTAS (4)	55	**	220 000		44 140
. (1)	55	**	220 000		47 120
. (4)	75	**	220 000		50 700
. (1)	75	**	220 000		53 090
. (4)	65	**	240 000		45 360
. (1)	65	**	240 000		48 430
. (1)	90	**	300 000		52 100
. BONUS (tour 18 m)	55	**	173 000		71 400
. BONUS (tour 24 m)	55	**	182 000		75 600
. BONUS	65	**	273 000		78 400
. WINDMATICS (4)	55	**	260 000		64 000
. (1)	55	**	260 000		70 000
. (4)	80	**	340 000		76 000
. (1)	80	**	340 000		82 000

(1) Tour cylindrique - sans hauban - échelle intérieure
(4) Treillis

Ceci pour une disponibilité de 100%.

* Eolienne présentant une VPN critique (au seuil de la rentabilité).
** Eoliennes présentant d'excellentes performances économiques.

fabricants semblaient disposés à fournir le nombre de leurs éoliennes détruites) et qu'il était nécessaire d'en définir d'autres pour avoir un choix plus restrictif. Ces critères sont décrits au paragraphe suivant.

4.6.2 Critères supplémentaires adoptés

Compte tenu de la critique de la grille multicritères précédente, il a été décidé, après une synthèse des réponses à l'enquête effectuée auprès des compagnies, d'adopter les critères supplémentaires suivants:

1) Expériences de fonctionnement de l'aérogénérateur dans des conditions climatiques sévères.

2) Qualité de la conception (mécanique et électrique).

3) Précision et qualité des données techniques fournies et des performances garanties.

4) Qualité du service offert et garantie.

5) Nombre d'aérogénérateurs en opération.

6) Solidité des assises financières de la compagnie et capacités d'innovation.

Le critère 1 semble être un des plus importants surtout pour le projet concerné. En effet, parmi les compagnies identifiées dans l'enquête, un non nombre ne peuvent pas se préva-

loir d'une telle expérience. La durée de vie d'un aérogénérateur et sa robustesse étant les facteurs les plus critiques, un tel critère apparaît comme essentiel dans l'évaluation du produit. Ce critère est à rapprocher du critère 5.

Le critère 2 concerne l'évaluation de la conception mécanique et électrique de l'aérogénérateur. Une description sommaire dans la fiche technique avec un bref historique du développement du produit permet en général d'évaluer l'aérogénérateur. En particulier, l'accent doit être mis sur l'intérêt de l'emploi de composantes mécaniques et électriques standards (roulements-engrenages, machines électriques, etc...) qui implique une maintenance et des réparations aisées, rapides et peu coûteuses pour l'avenir. Certaines compagnies estiment la durée de vie de l'aérogénérateur à partir de la durée de vie standard des composantes employées. De tels exemples permettent d'évaluer très favorablement leur produit.

Le critère 3 est également important pour l'évaluation des performances. Le fait de disposer dans les données techniques d'une caractéristique précise de la puissance produite en fonction de la vitesse du vent est essentiel pour l'évaluation de la rentabilité. Cette précision peut être aisément appréciée si la méthode de relevé de cette caractéristique est explicitée. L'existence d'un relevé expérimental et non d'une caractéristique théorique est également essentielle. Les données en énergie produite (nombre de kwh/an) ne sont pas recevables si aucune donnée précise sur le site considéré pour l'étude est fournie.

Une description détaillée des composantes mécaniques et électriques est un facteur important qui peut aussi servir à l'évaluation suivant le critère 2.

Le critère 4 concerne les dispositions adoptées par la compagnie pour la supervision de l'installation, la durée de garantie et les conditions de service après-vente.

Pour l'installation, les compagnies les plus intéressantes fournissent une évaluation détaillée des coûts du transport sur le site, de l'érection de l'éolienne suivant les conditions du terrain. La supervision de la mise en route peut être assurée par une équipe technique de la compagnie. Certaines compagnies proposent même des stages de formation élémentaires pour les futurs utilisateurs.

Le remplacement de pièces défectueuses ou une amélioration de l'installation effectués gratuitement est également proposé chez certains manufacturiers.

Il faut souligner l'importance de ces données sur la durée de vie présumée de l'aérogénérateur. La qualité du service proposé traduit directement l'expérience du constructeur et la confiance dans son produit.

Le critère 5 à rapprocher du critère 4 est significatif. L'achat d'un grand nombre de machines pour un projet de parc d'éoliennes dans une autre région du monde augmente la crédibilité du constructeur.

Le critère 6 peut être contreversé. Il implique plus les aspects économiques que techniques. Si un certain nombre de contre-exemples peut être trouvé, il est tout de même significatif. En effet, une compagnie fonctionnant en majorité sur les subventions gouvernementales est différente d'une compagnie ayant réalisé un profit dû aux ventes effectuées. En cela, l'historique du développement peut être significatif.

La capacité d'innovations se mesure à l'évolution du produit depuis la création. Ce facteur doit être relié à l'expérience du constructeur et sert donc à l'évaluation.

4.6.3 Systèmes retenus

Nous avons donc finalement retenu les systèmes présentés dans le tableau 6 (pour l'estimation de l'énergie produite, nous avons utilisé les chiffres fournis par les fabricants ou la méthode de calcul présentée en annexe 2).

5. Hypothèse pour la faisabilité économique

L'objectif de cette section est d'examiner la rentabilité des scénarios choisis. Ce qui se traduira essentiellement par la comparaison des revenus potentiels de chacun des scénarios avec les coûts d'opération et d'investissement.

La méthodologie utilisée est non seulement fondée sur l'analyse avantages/coûts mais aussi sur la technique de gestion des investissements(1) résumée ci-dessous en six étapes:

- Détermination des coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien des éoliennes;

- Calcul de carburant économisé suite à la mise en service des éoliennes;

- Estimation de l'horizon d'analyse (sensiblement égale à la vie utile du matériel);

- Calcul des cash-flow (flux monétaires);

- Calcul de la valeur présente nette;

---

(1) Gouvernement du Canada, Energie Mines et Ressources, Etude de la récupération de la déperdition de chaleur des génératrices diesel pour le chauffage urbain; Iles-de-la-Madeleine, P.Q., 1982, p. 77.

5.1 CHOIX DES PARAMETRES[1]

Pour tous les scénarios, les hypothèses ci-dessous s'appliquent:

- A l'instar des études effectuées par le service de planification des équipements d'Hydro-Québec et des données fournies par certains manufacturiers, nous évaluons les frais d'exploitation et d'entretien normaux à 3% du coût d'achat de l'éolienne.

- La durée de vie des éoliennes est estimée à 20 ans.

- A la 20^{ième} année, nous assumons que la valeur résiduelle de l'équipement est nulle;

- Le taux d'inflation est de 4,2% (cf tableau 2) par an, pour toutes les recettes et tous les coûts d'opération;

- Le remboursement de la dette à long terme, capital et intérêt s'échelonne sur 20 ans[2];

---

(1) La plupart des paramètres a été tiré du Rapport final de l'Analyse technico-économique sur l'implantation d'un parc d'éoliennes aux Iles-de-la-Madeleine. Sous la direction de Bernard Laitier. Direction de la planification des études technico-économiques, Hydro-Québec, 1982, p. 7.

(2) Voir Annexe 4 - Le taux de 10% sur 20 ans a été suggéré par KEVIN CLIFF (EMR-OTTAWA).

- Le taux d'actualisation utilisé pour les flux monétaires est de 13%;

- Les recettes et les coûts d'opération sont calculés à partir de ceux établis aux sections (5 et 6). Les coûts d'opération ont été majorés de 5,1% par année pour tenir compte de l'effet de l'inflation; tandis que le prix du carburant (revenus d'opération) croît au même rythme que l'inflation soit 4,2%.

- La première année d'opération soit 1985, est choisie comme année de référence.

- L'économie réalisée sur l'entretien du diesel est estimée à environ 2 ¢ du kwh suite à la mise en service des éoliennes.

- Toute unité de production d'énergie ajoutée améliore la capacité du réseau et permet à celui-ci de rencontrer la demande (i.e. augmente la fiabilité mesurée par la réduction des coupures de charge)[1].

- Selon le papier de Gilles Desrochers et le rapport de l'Association canadienne d'électricité, l'installation d'éoliennes pourrait améliorer la fiabilité du réseau et

---

(1) Desrochers, Gilles, papier présenté à 1983 International Reliability availability maintainability Conference Montréal, Québec, Simulation de la gestion d'un réseau mixte éolienne-diesel.

A method for the economic assessment of Wind generators systems in utility applications, Rapport de l'Association Canadienne d'électricité no 222-G-341, juin 1984.

pourrait vraisemblablement retarder l'ajout d'un 17^{e} groupe diesel aux 16 déjà existants.

Nos calculs de bénéfices se veut conservateur en ce sens qu'ils ne tiennent pas compte de la valeur économique et financière attachée à cet aspect.

- Aucune subvention extérieure n'a été considérée.
- Les prix de base ont été fournis par le Chef de la division exploitation d'Hydro-Québec, Région de la Matapédia (cf tableau 7).

5.2 EVALUATION DES COUTS EN INVESTISSEMENT

5.2.1 Scénario I

Le tableau 5 donne la nomenclature complète des coûts considérés pour chaque type d'éolienne choisi.

Les coûts de transport et d'installation sont évalués à 30% du prix d'achat de l'éolienne.

Le montant de l'investissement amortissable d'après la loi de l'impôt[1] compris le prix d'achat de l'éolienne ainsi que les coûts de transport et d'installation.

5.2.2 Scénario II

Le tableau 5 résume également les coûts d'acquisition et les caractéristiques techniques pour toutes les éoliennes sélectionnées.

---

(1) Les équipements des éoliennes étant un matériel générateur d'électricité, ils appartiennent donc à la catégorie 2 pour fins d'amortissement fiscal (6%/an dégressif).

TABLEAU 7: RECAPITULATION DES PRINCIPAUX COUTS D'OPERATION DE LA CENTRALE DIESEL AUX ILES-DE-LA-MADELEINE DE 1981 A 1983

	1981	1982	1983
Coûts d'exploitation	1 432 500	1 373 000	1 731 300
Coûts d'entretien	1 494 500	3 787 100	4 695 600
Production totale (MWH)	111 779	117 909	116 592
Charge de pointe (MW)	29,0	26,5	29,8
Coûts totaux d'achat du combustible pour la production	6 055 800	7 507 800	7 791 300
Coûts de production (¢/kwh)*	14,46	16,77	18,00
Coûts de prod. + Distribution (¢/kwh)	15,35	18,6	19,4
Prix de vente au consommateur (¢/kwh)	2,95	3,34	3,71
Qté de carb. lourd (000 l)	9 035,6	8 482,5	10 869,5
Qté de carb. léger (000 l)	20 270,1	21 727,0	18 857,5
Prix du litre du lourd (¢)	18,06	20,06	22,37
Prix du litre du léger (¢)	24,2	29,4	29,1
Prix moy. du litre de carburant (Léger + Lourd)**	22,3	26,8	26,6

SOURCE: Yvon Pelletier, Chef Division exploitation, Hydro-Québec, Région de la Matapédia.

* Les coûts de production comprennent: dépenses, intérêts sur capital, coût du combustible, frais d'exploitation et entretien.

** Moyenne pondérée

5.3 RECETTES ET COUTS D'OPERATION

Cette section traite des différents chiffres et hypothèses qui ont permis le calcul des recettes et des coûts d'opération. Le taux de croissance (5.1%) pour les coûts d'opération et (4,2%) pour le prix du litre de carburant a été supposé le même pour tous les scénarios.

Les données de base utilisées proviennent en partie des documents "Analyse technico-économique sur l'implantation d'un parc d'éoliennes aux Iles-de-la-Madeleine" Déc. 1982 de l'IREQ (Direction de la planification et des Etudes technico-économiques), l'étude de la récupération de la déperdition de chaleur des génératrices diesel pour chauffage urbain" du ministère Energie, Mines et Ressources Canada, édition révisée 1982 et de la division exploitation d'Hydro-Québec, Région de la Matapédia. Quant aux différents taux considérés, ils ont été discutés avec les fonctionnaires de EMR-OTTAWA et Hydro-Québec (service des Analyses et Prévisions économiques).

5.3.1 Les recettes

Les recettes sont de 2 sources:

- Les recettes provenant du nombre de litres de carburant économisés[1] par année suite à la production d'énergie éolienne, multiplié par le prix du litre de carburant (27 ¢ la première année) et une croissance estimée égale au taux annuel d'inflation (4,2%) sur toute la période de planification.

---

(1) Ce chiffre est obtenu en multipliant l'énergie éolienne produite par année par le nombre de litres de carburant nécessaires à la production d'un kwh d'énergie (consommation moyenne de carburant).

- Les recettes provenant des frais d'entretien économisés (évalués à 2 ¢ du kwh) suite à la mise en service des éoliennes.

5.3.2 Les coûts d'opération

Les coûts d'opération se résument essentiellement aux frais d'entretien de l'équipement ainsi que le remboursement annuel (capital + intérêts) sur l'emprunt[1]. Ils ont été évalués à 3% du prix d'achat de l'éolienne pour la première année d'opération. Pour les autres années, nous maintiendrons la croissance à 5,1%.

Le raccordement au réseau d'Hydro-Québec ne change pas de façon significative les frais d'entretien par contre dans certains cas, il nécessite un déboursé additionnel à l'achat.

---

(1) Voir Annexe 4.

6. Evaluation de la rentabilité selon les 2 sénarios

Il s'agit ici d'évaluer la rentabilité de chacun des deux scénarios avec ou sans connexion au réseau d'Hydro-Québec (scénario I).

A partir des états prévisionnels des résultats, les indices de rentabilité suivants seront calculés: la période de récupération (PR), la valeur présente nette (VPN), le taux interne de rentabilité (TIR) ainsi que la valeur actualisée des gains.

6.1 ETATS PREVISIONNELS DES RESULTATS

Les états prévisionnels ont été calculés à partir des recettes et des coûts d'opération (frais d'entretien et frais financiers).

Les états prévisionnels permettent d'évaluer trois types de bénéfices tangibles:

- le bénéfice avant remboursement de la dette exigible qui est égal à la différence entre la somme des recettes et la somme des coûts d'opération;

- le bénéfice après remboursement de la dette exigible qui est égal au bénéfice avant remboursement moins le remboursement (comprenant capital et intérêts) de l'emprunt à long terme contracté pour financer le projet;

- Le bénéfice après amortissement qui est égal au bénéfice après remboursement moins l'amortissement.

Rappelons que pour établir ces bénéfices, les cinq hypothèses suivantes ont été posées:

- le taux d'inflation est de 4,2%;

- les recettes croissent au même rythme que le prix du carburant;

- tandis que les coûts d'opération croissent un peu plus vite soit 5,1;

- le remboursement de la dette (capital et intérêts), s'échelonne sur 20 ans et à annuités fixes sur toute la période;

- le taux marginal d'imposition est de 25%.

Les états prévisionnels sont reproduits dans les pages suivantes (tableaux 8 et 9). Il s'agit de la meilleure éolienne du scénario 1: AEROWATT d'une puissance de 10 Kw produite par un manufacturier français et l'une des meilleures du scénario 2 en termes de ratio prix/production: LA VESTAS, puissance 65 kW avec tour cylindrique sans hauban disposant d'une échelle intérieure construite par les Danois.

Pour les autres types d'éoliennes, les états prévisionnels se retrouvent à l'annexe 5.

Considérons d'abord le scénario 1 impliquant les résidences individuelles:

4 éoliennes ont été retenues (ce tableau 10). De ce nombre, deux ne peuvent être connectées au réseau d'Hydro-Québec. Parmi ces 4 éoliennes, seule AEROWATT-10 kW avec possibilité de connexion au réseau d'Hydro-Québec présente des bénéfices après remboursement relativement intéressants. De tels résultats s'expliquent essentiellement par l'importance du ratio prix versus production annuelle pour les autres types d'éoliennes. Pour ce scénario, la connexion au réseau d'Hydro-Québec semble à priori l'option la plus rentable. Il est alors possible de comparer la rentabilité, la période de récupération, la valeur présente nette, et le taux de rendement interne.

Dans le cas du scénario 2 (ilôt d'habitations), seule l'option avec connexion au réseau a été examinée.

Sur un total de 7 modèles retenus regroupant 23 éoliennes, seulement deux présentent des indicateurs de performance médiocres. Il s'agit de la "NORTH WIND POWER" d'une puissance de 14 kW et l'ENERTECH" 25 kW (ce tableau 11).

6.2 LA PERIODE DE RECUPERATION (PR)

La période de récupération est le nombre d'années nécessaires au recouvrement de la mise de fonds initiale. Elle consiste à cumuler les flux monétaires non actualisés de chaque année jusqu'à ce qu'on atteigne le montant de la mise de fonds. Nous entendons par flux monétaires, le bénéfice après remboursement de la dette exigible. Plus la période de récupération est longue, moins le projet est rentable.

Cette méthode a deux désavantages:

- Elle ne tient pas compte de l'actualisation (coût du capital) ce qui a pour effet de rendre la période de récupération plus courte qu'elle ne devrait l'être réellement;

- Elle ne tient pas compte d'une augmentation possible des bénéfices au-delà de la période de récupération.

Il est donc important de tenir compte de ces deux faiblesses lorsqu'on se sert de ce critère pour évaluer un projet.

Les tableaux 10 et 11 résument tous les indicateurs pertinents considérés dans la situation de base[1] des deux scénarios.

---

(1) Par situation de base, nous entendons le scénario le plus probable et impliquant des taux actuellement en vigueur.

TABLEAU 8: ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS EN '000 $
SCENARIO 1: RESIDENCES INDIVIDUELLES

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROWATT-10KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90
REV ECON CARB	3.08	3.21	3.35	3.49	3.63	3.78	3.94	4.11	4.28	4.46	4.65	4.84	5.05	5.26	5.48	5.71	5.95	6.20	6.46	6.73
REV TOTAL BRUT	3.98	4.11	4.25	4.39	4.53	4.68	4.84	5.01	5.18	5.36	5.55	5.74	5.95	6.16	6.38	6.61	6.85	7.10	7.36	7.63
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.35	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.52	2.48	2.43	2.38	2.32	2.25	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.14	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	.12	-.45	-.21	.44	.29	.54	.80	1.07	1.35	1.63	1.93	2.24	2.57	2.91	3.27	3.64	4.04	4.46	4.91	5.38
IMPOT A PAYER	.03			.01	.07	.13	.20	.27	.34	.41	.48	.56	.64	.73	.82	.91	1.01	1.12	1.23	1.35
REV NET APRES IMPOT	.09	-.45	-.21	.03	.21	.40	.60	.80	1.01	1.22	1.45	1.68	1.93	2.18	2.45	2.73	3.03	3.35	3.68	4.04
CASHFLOW BRUT	-21.85	3.50	3.60	3.70	3.75	3.80	3.86	3.92	3.98	4.04	4.11	4.18	4.25	4.32	4.40	4.47	4.55	4.63	4.71	4.79
REMB(INT&CAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-24.81	.54	.64	.74	.79	.84	.90	.96	1.02	1.08	1.15	1.22	1.29	1.36	1.43	1.51	1.59	1.67	1.75	1.83
COUT KWH EOL	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10
VAL PRES NETTE	4224.69																			
TAUX INT RENT	16.72																			
PERIODE DE RECUP	5.91																			

TABLEAU 9: ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS EN '000 $ SCENARIO II: ILOT D'HABITATIONS

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:VESTAS-65KW TOUR CYL.

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32
REV ECON CARB	14.79	15.41	16.06	16.73	17.43	18.17	18.93	19.72	20.55	21.42	22.32	23.25	24.23	25.25	26.31	27.41	28.56	29.76	31.01	32.32
REV TOTAL BRUT	19.11	19.73	20.38	21.05	21.75	22.49	23.25	24.04	24.87	25.74	26.64	27.57	28.55	29.57	30.63	31.73	32.88	34.08	35.33	36.64
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.45	1.53	1.60	1.69	1.77	1.86	1.96	2.06	2.16	2.27	2.39	2.51	2.64	2.77	2.92	3.06	3.22	3.38	3.56	3.74
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	1.89	3.66	3.44	3.24	3.04	2.86	2.69	2.53	2.38	2.23	2.10	1.97	1.86	1.74	1.64	1.54	1.45	1.36	1.28	1.20
INTERET	6.38	6.19	6.07	5.93	5.79	5.62	5.45	5.25	5.04	4.80	4.54	4.26	3.95	3.60	322	2.80	2.34	1.84	1.28	.67
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	9.47	8.35	9.26	10.19	11.15	12.14	13.15	14.21	15.29	16.43	17.60	18.83	20.11	21.45	22.85	24.32	25.87	27.50	29.21	31.02
IMPOT A PAYER	2.37	2.09	2.32	2.55	2.79	3.03	3.29	3.55	3.82	4.11	4.40	4.71	5.03	5.36	5.71	6.08	6.47	6.87	7.30	7.76
REV NET APRES IMPOT	7.10	6.26	6.95	7.65	8.36	9.10	9.87	10.65	11.47	12.32	13.20	14.12	15.08	16.09	17.14	18.24	19.40	20.62	21.91	23.27
CASHFLOW BRUT	-47.67	16.11	16.46	16.82	17.19	17.59	18.00	18.43	18.89	19.36	19.85	20.35	20.88	21.43	22.00	22.59	23.20	23.82	24.47	25.14
REMB(INT&CAP)	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48	7.48
CASHFLOW NET	-55.07	8.72	9.06	9.42	9.80	10.19	10.61	11.04	11.49	11.96	12.45	12.96	13.49	14.04	14.68	15.19	15.80	16.43	17.08	17.75
COUT KWH EOL	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05
VAL PRES NETTE	69169.11																			
TAUX INT RENT	35.52																			
PERIODE DE RECUP	2.98																			

6.3 LA VALEUR PRESENTE NETTE (VPN)

La valeur présente nette est la somme d'argent en dollars de 1985 qui équivaut à tous les bénéfices futurs qu'on obtiendra en réalisant le projet. Elle est égale à la somme des flux monétaires actualisés diminuée de l'investissement qu'on a dû faire. Les flux monétaires représentent le bénéfice avant remboursement de la dette exigible. Pour que le projet soit rentable, il faut que sa VPN soit supérieure à 0 $.

Avec un taux d'actualisation de 13% et une durée de vie du projet égale à 20 ans, on observe (tableau 10) que seule l'éolienne AEROWATT-10 kW présente au scénario 1 une VPN supérieure à 0 $. L'option "sans connexion" au réseau d'Hydro-Québec serait à déconseiller puisqu'elle conduit à des pertes. L'EXTRAWATT, produit canadien (Beauce) génère des pertes de l'ordre de 2 500 dollars, ce qui rend difficile son choix du point de vue économique. Cependant des mesures incitatives de la part des différents paliers de gouvernement pourrait améliorer la rentabilité de ce type d'éolienne.

Quant au scénario 2, seulement 9% des éoliennes retenues ne sont pas rentables (cf tableau 11). Mais étant donné d'une part la versabilité des différents taux considérés et d'autre part la différence des mises de fonds, on doit alors se demander quel effet aura une hausse ou une baisse des paramètres cruciaux sur la VPN du projet.

A l'étape suivante, nous examinerons de très près cette variation à l'aide de la technique de l'analyse de sensiblité afin de déterminer les variables dont la variation aussi minime soit-elle influencera le plus la VPN.

6.4 LE TAUX DE RENDEMENT INTERNE (TRI)

Pour le calcul de la VPN, un coût du capital de 13% comme taux d'actualisation fut utilisé. Une augmentation de ce taux provoquerait une diminution de la VPN. Par conséquent, il faut déterminer jusqu'à tel taux le coût du capital peut s'élever avant qu'on obtienne une VPN qui soit inférieure à 0 $, c'est-à-dire que le projet devienne non rentable.

Ce taux limite s'appelle taux de rendement interne.

En consultant les tableaux 10 et 11 (situations de base), on constate que la réalisation du scénario I nécessiterait le choix d'une éolienne soit:

AEROWATT-10 kW avec connexion au réseau d'Hydro-Québec qui présente une VPN d'un peu plus de 4 000 dollars, un taux de rendement interne de 16,7%, une période de récupération de 5,9 ans et un coût du kwh produit de 8 ¢ les 8 premières années, 9 ¢ les 9 années suivantes et 10 ¢ les trois dernières années de la vie utile du projet.

Le choix de l'EXTRAWATT-10 kW fabriqué au Québec (Beauce) générerait des pertes évaluées à environ 2 500 dollars.

Notons que ces choix supposent des caractéristiques techniques acceptables.

Au niveau du scénario II, à part la North Wind Power-14 kW. et l'ENERTECH-25 kW toutes les autres éoliennes sont économiquement rentables, la VPN varie entre 9 000 dollars et 95 000 dollars évidemment pour différents niveaux d'investissements; le coût par kwh produit quant à lui oscille entre 4 et 11 ¢ alors qu'en moyenne 4,3 années sont nécessaires pour récupérer le capital investi. Enfin, le taux interne de rentabilité est dans une large mesure supérieure au coût du capital.

Tout compte fait, le scénario II avec connexion au réseau possède un intervalle de rentabilité beaucoup plus vaste que le scénario I; ce qui, à toute fin pratique, est un atout majeur puisqu'il élargit le choix des éoliennes contrairement au scénario I qui le restreint à seulement 1.

L'analyse du risque utilisé au chapitre suivant pour examiner la fiabilité des mesures de performance nous dira si nous pouvons maintenir les conclusions tirées ci-dessus.

TABLEAU 10: SCENARIO 1: RESIDENCES INDIVIDUELLES - RECAPITULATION DES PRINCIPAUX INDICATEURS DE PERFORMANCE*

TYPE D'EOLIENNE FABRICANT	VPN		IIR		PR	
	CONNEXION	SANS CONNEXION	CONNEXION	SANS CONNEXION	CONNEXION	SANS CONNEXION
JACOBS-10 kW	-	-	-	-	-	-
EXTRAWATT-10 kW	(2 492)	-	-	-	-	-
ENERTECH-5 kW	(5 411)		-		-	
AEROWATT-10 kW	4 225		16,72		5,91	

* - Situation de base: Scénario le plus probable construit avec des données et prévisions les plus récentes.

- La valeur présente nette est exprimée en dollars de 1985.
- Le taux interne de rentabilité (IIR) en %
- La période de récupération (PR) en années

TABLEAU 11: SCENARIO 2: ILOT D'HABITATIONS - RECAPITULATION DES PRINCIPAUX INDICATEURS DE PERFORMANCE

	TYPE D'EOLIENNE	FABRICANT	VPN	IIR	PR
1.	ENERTECH-25 kW		-	-	-
2.	ENERTECH-40 kW		11 392	15,75	6,21
3.	ENERTECH-60 kW		28 810	19,32	5,22
4.	NORTH WIND POWER-14 kW		-	-	-
5.	ESI-54 kW		22 534	16,67	5,92
6.	ESI-180 kW		82 308	18,57	5,40
7.	MICON-22 kW		689	13,61	6,97
8.	MICON-60 kW		52 032	27,40	3,78
9.	MICON-110 kW		92 209	32,24	3,23
10.	VESTAS - 55 kW T.		63 680	36,16	2,88
11.	- 55 kW T.C.		60 459	33,47	3,11
12.	- 75 kW T.		56 590	30,70	3,38
13.	- 75 kW T.C.		54 007	29,20	3,56
14.	- 65 kW T.		72 487	38,92	2,68
15.	- 65 kW T.C.		69 169	35,92	2,90
16.	- 90 kW T.C.		95 580	43,12	2,41
17.	BONUS - 55 kW T. 18 M.		9 407	15,33	6,33
18.	BONUS - 55 kW T. 24 M.		9 284	15,19	6,38
19.	BONUS - 65 kW		53 487	23,93	4,31
20.	WINDMATICS - 55 kW T.		62 468	28,52	3,64
21.	- 55 kW T.C.		55 984	25,71	4,02
22.	- 80 kW T.		90 002	31,85	3,27
23.	- 80 kW T.C.		82 517	29,22	3,56

T. : Treillis

T.C.: Tour cylindrique

7. Analyse de sensibilité de la rentabilité des sénarios

Dans les paragraphes précédents, deux scénarios furent analysés; cependant, pour compléter cette analyse, une étude de sensibilité s'imposait. Elle devra dégager les impacts des variations de certaines variables sur les flux monétaires générés.

Dans cette section, nous déterminerons de quelle façon serait affectée la rentabilité des scénarios retenus suite à une variation de l'un des facteurs suivants:

- taux d'inflation;
- variation du coût de capital;
- variation du prix de l'éolienne;
- hausse ou baisse du prix du litre de carburant;
- augmentation des frais d'exploitation;
- augmentation des coûts de transport et d'installation;
- variation du facteur du vent;
- variation du facteur de disponibilité;

Nous avons retenu pour cette analyse l'AEROWATT-10 KW du scénario 1 compte tenu de la faiblesse de sa VPN par rapport aux autres éoliennes retenues dans le scénario 2.

Par ailleurs, étant donné la corrélation existant entre certains facteurs, notamment le prix de l'éolienne et les frais d'exploitation ainsi que les frais de transport et d'installation, la hausse ou la baisse du prix influence directement et dans le même sens ces derniers. Donc dans certains cas, il ne sera pas nécessaire de faire de façon systématique l'analyse de sensibilité sur toutes les variables surtout celles qui sont fortement corrélées.

Rappelons d'une part que l'analyse de sensibilité consiste à faire varier un facteur à la fois alors que toute autre chose étant maintenue égale par ailleurs.

D'autre part, parce que les mesures de performance sont fondées sur des valeurs estimées couvrant une très longue période, il est nécessaire d'effectuer une analyse de sensibilité afin d'identifier les paramètres ou les variables desquels dépend la performance économique du projet. Ainsi, à la phase de réalisation ou à celle d'opération, une attention spéciale sera apportée au contrôle de ces paramètres ou de ces variables afin d'assurer au projet la performance économique la plus élevée possible.

Parmi les trois mesures de performance, la VPN devrait être préférée si l'on peut supposer qu'il n'y aurait pas de rationnement de capital. Autrement, l'accent serait mis sur le TRI et la PR.

TABLEAU 12: SITUATION DE BASE

Prix de l'éolienne	=	19 400 $ *	
Facteur de disponibilité	=	90%	
Facteur du vent	=	100%	
Taux d'inflation	=	4,2%	
Prix de base du carburant	=	27 ¢	VPN = 4,225 $
Taux d'intérêt	=	10%	
% des invest. consacré aux frais d'entretien	=	3%	TIR = 16,72%
Taux de croissance des frais d'entretien	=	5,1%	
Taux d'actualisation	=	13%	PR = 5,91 ans
Taux marginal d'imposition	=	25%	
Taux d'amortissement (dégressif)	=	6%	
Montant économisé sur l'entretien du Diesel par kWh produit par éolienne	=	0,02 ¢	
Nombre de litres de carburant nécessaires pour produire 1 kWh	=	0,26 l	
Taux de croissance du prix du carburant	=	4,2%	
Proportion du prix d'achat de l'éolienne consacrée aux frais de transport et install.	=	30%	
Production annuelle (disponibilité = 100%)	=	50 000 kWh*	

* Ces données se rapportent à l'éolienne AEROWATT-10 kW

TABLEAU 13: RECAPITULATION DES RESULTATS DE L'ANALYSE DE SENSIBILITE

VARIABLE		% VARIATION P/r Tx base	ANALYSE DE SENSIBILITE VPN	TIR	PR	% DE VARIATION VPN	TIR	PR	SITUATION DE BASE
Fact. Disp.	0,9	0							
Fact. vent	1,2	+ 20	9 411	20,87	4,88	122,8	24,8	-17,4	
Fact. vent	0,8	- 20	(1 574)			-137,3			
Fact. Disp.	0,85	- 5							VPN = 4 225 $
Fact. vent	1,0	0	2 679	15,43	6,30	-36,6	-7,7	6,5	
Fact. vent	1,2	+ 20	7 724	19,35	5,15	82,8	16,8	-12,5	
Fact. vent	0,8	- 20	(2 927)			-169,2			TIR = 16,72%
Fact. Disp.	0,95	+ 5							PR = 5,91 ans
Fact. vent	1,0	0	5 711	17,92	5,57	25,1	7,18	-5,8	
Fact. vent	1,2	+ 20	11 099	22,18	4,61	162,7	32,7	0,3	
Fact. vent	0,8	- 20	(242)			-105,7			
Inflation	6,2%	+ 22	4 577	16,97	5,87	8,3	1,5	-2,03	
Intérêt	11,5%	+ 15	4 580	16,99	5,83	8,4	1,61	-1,35	
Tx Actualis.	12,5%	- 4	4 976	16,72	5,91	17,8	0,0	0,0	
Frais d'entr.	6,2%	+ 2	4 137	16,65	5,91	-2,1	-0,42	0,0	
Prix du pétrole		Taux variable	4 939	17,12	6,09	16,9	2,39	3,05	
Prix Eolienne		+ 5%	3 050	15,65	6,24	-27,8	-6,4	5,58	

7.1 RESULTATS

D'importantes variations individuelles ont été appliquées à 8 paramètres-clés, et les mesures de performance ont été de nouveau calculées, utilisant pour tout autre paramètre leur valeur probable. Ces 8 paramètres-clés et leurs variations sont indiqués au tableau 13. Les valeurs utilisées pour l'analyse de sensibilité sont basées sur les études prévisionnelles d'Hydro-Québec en matière d'inflation et taux d'actualisation Horizon 1984 - l'an 2001. Tandis que les données de court terme ont été grandement inspirées des suggestions de EMR-OTTAWA.

Les résultats présentés dans le tableau 13 montrent que le projet est faisable économiquement quelles que soient les variations des 8 paramètres-clés. Cependant, une faible hausse dans certains paramètres, notamment le prix et les frais d'entretien, les facteurs de disponibilité et de vent ont un impact très marqué sur la VPN. Les détails peuvent être consultés à l'annexe 6.

7.1.1 Facteurs de disponibilité et de vent

Ces paramètres influencent grandement la performance économique du projet. En effet une hausse de 20% dans le facteur de vent améliore la VPN d'environ 123%; tandis qu'une baisse d'un même porcentage diminue la VPN de 137%.

La disponibilité et le facteur de vent sont deux facteurs cruciaux pouvant déjouer considérablement la rentabilité d'un tel projet. Le premier facteur est fonction des installations tandis que le second relève d'un problème d'évaluation préliminaire du site donc indépendant du manufacturier.

Il y a 5 ans le facteur de disponibilité était beaucoup inférieur à celui qu'on observe aujourd'hui; ce qui explique en partie l'amélioration dans la production d'énergie par les éoliennes.

7.1.2 Taux d'inflation

Un accroissement d'environ 22% dans le taux d'inflation améliore la VPN de 8,3%. Ce qui à court, moyen ou long terme ne menace pas la faisabilité économique du projet.

7.1.3 Taux d'intérêt

Les taux d'intérêt, lorsque inférieurs aux taux d'actualisation, améliorent sensiblement la VPN du projet.

7.1.4 Taux d'actualisation

Lorsque l'investisseur exige un rendement moins élevé sur le capital investi, il améliore significativement la VPN du projet.

Ainsi, sous nos hypothèses, une baisse de 4% dans le taux d'actualisation accroît la VPN d'un peu moins de 18%.

7.1.5 Frais d'entretien

Ce paramètre influence la rentabilité économique du projet sans pour autant menacer la réalisation de celui-ci puisqu'une hausse de 2% dans cette variable entraîne une chute de 2,1% de la VPN.

7.1.6 Prix du pétrole

Les taux d'augmentation du prix des produits pétroliers ont un effet très important sur la performance économique du projet. En effet, le prix du pétrole étant le prix unitaire de l'énergie éolienne produite, une augmentation de celui-ci a un effet positif sur la VPN tandis qu'une baisse aura un effet contraire.

7.1.7 Prix de l'éolienne

Il demeure un des facteurs les plus marquants. En effet, une hausse de 5% dans le prix de vente de l'éolienne entraîne une baisse d'environ 28% dans la VPN. La rentabilité économique du projet est donc très sensible à cette variable.

7.2 SITUATION DE LONG TERME

L'analyse de sensibilité nous a permis de constater que la performance économique du projet est très sensible au prix du pétrole, de l'éolienne et aux frais d'entretien.

Par ailleurs, étant donné qu'en situation de long terme tous les facteurs deviennent variables, nous empêchant ainsi d'extrapoler sur les résultats de la situation de base (résultats les plus probables), nous nous sommes servi des données prévisionnelles d'Hydro-Québec pour le long terme (1989-2001) pour ainsi élaborer un scénario de long terme (cf tableau 14). Bien que la probabilité pour que toutes les hypothèses émises se réalisent en même temps soit faible, le résultat de ce scénario donne cependant une idée de la rentabilité économique à long terme du projet. Le tableau 15 présente les résultats de cette simulation.

Les hypothèses sous-jacentes se résument comme suit:

- Taux d'inflation 6,2%
- Taux d'intérêt 11,5%
- Taux d'actualisation 12,5%
- Frais d'entretien 6,2%
- Taux de croissance du prix du pétrole
  2,61% (1986), -0,93% (1987), 1,63% (1988) et 6,92% de (1989-2001)[1]
- Prix de l'éolienne inchangé

Avec ces taux de long terme, la VPN du projet est évaluée à 5.7 millions de dollars, le TIR de 17.1% et la PR d'environ 6 ans.

---

(1) Hydro-Québec, Service Analyse et Prévisions économiques, Prévision d'inflation et taux d'actualisation Horizon 1984-2001, septembre 1984

TABLEAU 14: DIFFERENTS TAUX UTILISES PAR HYDRO-QUEBEC DANS DES ETUDES ECONOMIQUES DE LONG TERME

Année	Inflation (%) + récent	Prévisions	Intérêt (%)	Frais d'exploitation	Prix du pétrole	Taux d'actualisation: 12.5%
1984	4,4	-	13,7	5,5	-	
1985	4,0	5,2	13,1	6,5	4,67	
1986	4,5	5,4	12,5	5,4	2,61	
1987	5,5	5,5	12,5	6,3	-0,93	
1988	6,2	6,2	12,6	6,9	1,63	
1989	"	"	"	6,1	6,92	
1990	"	"	"	6,0	"	
1991	"	"	"	6,4	"	
1992	"	"	11,5	"	"	
1993	"	"	"	"	"	
1994	"	"	"	"	"	
1995	"	"	"	"	"	
1996	"	"	"	"	"	
1997	"	"	"	"	"	

Source: Hydro-Québec, Service des Analyses et Prévisions Economiques, Prévision d'inflation et taux d'actualisation, Horizon 1984-2001, Sept. 1984.

TABLEAU 15: ÉTAT PRÉVISIONNEL DES RÉSULTATS EN SITUATION DE LONG TERME
SCÉNARIO I: RÉSIDENCES INDIVIDUELLES

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO I:AEROWATT-10KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90
REV ECON CARB	3.08	3.22	3.31	3.28	3.33	3.56	3.81	4.07	4.35	4.66	4.98	5.32	5.69	6.08	6.50	6.96	7.44	7.95	8.50	9.09
REV TOTAL BRUT	3.98	4.12	4.21	4.18	4.23	4.46	4.71	4.97	5.25	5.56	5.88	6.22	6.59	6.98	7.40	7.86	8.34	8.85	9.40	9.99
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.62	.66	.70	.74	.79	.83	.89	.94	1.00	1.06	1.13	1.20	1.27	1.35	1.43	1.52	1.62	1.72	1.83
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.38	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.98	2.86	2.81	2.76	2.70	2.63	2.56	2.48	2.39	2.28	2.17	2.04	1.90	1.74	1.57	1.37	1.15	.91	.64	.34
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.26	-.82	-.64	-.57	-.43	-.10	.24	.68	.98	1.38	1.80	2.26	2.75	3.27	3.83	4.43	5.08	5.78	6.53	7.35
IMPOT A PAYER							.06	.15	.24	.34	.45	.57	.69	.82	.96	1.11	1.27	1.44	1.63	1.84
REV NET APRES IMPOT	-.26	-.82	-.64	-.57	-.43	-.10	.18	.45	.73	1.03	1.35	1.70	2.06	2.45	2.87	3.32	3.81	4.33	4.90	5.51
CASHFLOW BRUT	-21.82	3.51	3.55	3.48	3.49	3.68	3.81	3.94	4.07	4.21	4.36	4.53	4.71	4.89	5.10	5.31	5.54	5.79	6.05	6.33
REMB(INT&CAP)	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	[illegible]	[illegible]	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27	3.27
CASHFLOW NET	-25.09	.24	.28	.21	.22	.40	.54	.67	.80	.94	1.09	1.26	1.43	1.62	1.83	2.04	2.27	2.52	2.78	3.06
COUT KWH EQL	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.11	.11	.11	.11
VAL PRES NETTE	57c7.94																			
TAUX INT RENT	17.11																			
PERIODE DE RECUP	6.00																			

8. Expériences étrangères et assistances financières

8.1 INTRODUCTION

Ce paragraphe est consacré à une revue des politiques appliquées dans certains pays industrialisés intéressés à l'énergie éolienne et les assistances financières pouvant faciliter la réalisation du projet.

8.2 EXPERIENCES ETRANGERES

8.2.1 Danemark

Ce pays bénéficie d'une grande expérience dans l'utilisation de l'énergie éolienne:

- Au début du siècle, 2 500 éoliennes fournissaient 25% de l'énergie consommée par l'industrie, et pendant la première guerre mondiale, 120 machines de 22 m de diamètre furent mises en place.

- A la fin de 1984, on comptait déjà 2 000 éoliennes danoises installées aux Etats-Unis. Avec le développement des fermes d'éoliennes en Californie, les Danois commencent à réaliser des exportations importantes (17) et à acquérir un savoir-faire certain (par exemple à la fin de 84 VESTAS ENERGY (Lem, Dan.) avait 156 machines de 65 kW en opération sur la ferme Zond à Tehachapi, Cal. (18) avec une commande pour 284 unités supplémentaires).

- La première ferme danoise est en opération depuis décembre 1984 sur l'île de Fano proche de la côte danoise (19) avec 6 machines VESTAS de 65 kW installées. Ces machines sont la propriété de dix-sept familles et d'une banque coopérative. Production d'énergie en 6 mois: 460 000 kWh avec une vitesse de vent moyenne de 21,6 km/h (rappel: Iles de la Madeleine: 32 km/h).

- Un autre parc est en construction au large des côtes de la ville d'Ebeltoft (20): machines Nordtank NT55/11 de 55 kw de JENSEN A/S le gouvernement finançant la moitié du projet au coût de 753 000 dollars US.

- La compagnie RIISAGER (21): est en train de construire une ferme d'éoliennes aux Iles Feroé (960 km au nord-ouest du Danemark). La machine utilisée a été testée intensivement pendant quatre ans dans des conditions très dures (maximum de vent de 240 km/h, verglas, sel...) même vis-à-vis des Iles de la Madeleine. 15 de ces machines installées en Californie ont donné toute satisfaction.

- <u>Politique gouvernementale</u>: les incitatifs gouvernementaux ont été un facteur majeur dans la croissance et la compétitivité de l'industrie éolienne danoise.

  i) remboursement de 30% du coût d'équipement éolien pour les individus (certifié au centre d'essais de Risoe)

  ii) exemption de la taxe de 0,02 $/kWh sur l'électricité vendue (loi de début 1984).

iii) octrois du gouvernement qui couvrent 30 à 50% des coûts de développement, production et marketing des nouveaux aérogénérateurs.

iv) récemment l'association des propriétaires d'aérogénérateurs (Danske Vindkraftvaerker) a signé une entente de 10 ans (22) avec la compagnie d'électricité nationale pour l'achat du surplus d'énergie à un prix entre 70 et 85% du prix de vente au consommateur.

v) création d'un centre d'essais national à Riso.

8.2.2 Les Etats-Unis

Mis en place en 1978 par l'administration Carter, le PURPA (public Utility Regulatory Policies Act) a été un facteur déterminant dans le développement de l'industrie des aérogénérateurs aux Etats-Unis. Il impose aux compagnies d'électricité d'acheter l'énergie électrique produite par des particuliers (dans la mesure bien sûr où elle satisfait aux normes). Cette loi s'applique à tous les états Américains mais dans les Etats où le coût de l'énergie est très élevé, elle a un impact favorable exemple (Californie, Hawaï) (23).

De plus, des incitatifs fiscaux ont été mis en place par le gouvernement fédéral, 25% de l'investissement devenant déductible d'impôt pour les compagnies ("Investment tax credit": 10%, "Energy tax credit": 15%) et 50% pour les particuliers. De plus, certains états font de même:

Californie: 25%
Hawaï : 10%
Oregon : 35%

- 95 MW de puissance installée sur les parcs de la région de Altamont, Cal. à la fin de 1984 pour un total de 1 300 éoliennes (contrat signé avec Pacific Gas And electric Company pour 3 nouvelles tranches de

  - 30 MW en 1985
  - 30 MW en 1986

  (première tranche réalisée avec des ESI 80).

- 72 MW de puissance installée sur la ferme de Zond, à Tehachapi, Cal. en janvier 1984 pour un total de 294 machines (97 machines américaines, 186 danoises et 11 hollandaises). La compagnie prévoyait l'achat de 318 machines européennes de plus à la fin de 1984.

Il faut souligner enfin le fait que certaines compagnies d'électricité (principalement en Californie, comme la Southern California Edison Company) ont collaboré activement au développement des fermes d'éoliennes et à la connexion de leurs réseaux à un prix d'achat du kWh très intéressant.

On peut souligner d'autres lois intéressantes en voie d'adoption:

- Le "State Commerce Commission" de l'Etat d'Iowa a exigé que les compagnies d'électricité donne les productions indépendantes 0,065 $ US (= Can. $0,04) par kWh. Ces derniers ont demandé 0,08 $ US chiffre basé sur les coûts d'opération de la centrale d'énergie la plus récente dans l'état (25).

- La California Energy Commission (CEC) est en train de préparer une législation obligeant les promoteurs de fermes d'éoliennes à publier leurs statistiques de production, ce qui sera très utile aux acheteurs éventuels d'aérogénérateurs pour avoir des renseignements concernant la rentabilité et la fiabilité des machines, ainsi que les coûts d'entretien, de réparation et d'assurance (26).

L'ensemble de ces facteurs (PURPA, incitatifs fiscaux, ententes avec les compagnies) associé à des régimes de vent favorables, à l'existence de sites intéressants explique très certainement l'essor de l'industrie éolienne aux Etats-Unis et l'implantation des fermes en Californie.

8.2.3 La France (27)

L'Association Française pour la Maîtrise de l'Energie (AFME) est en train d'essayer de rattraper le retard pris vis-à-vis d'autres pays comme le Danemark.

i) établissement d'un centre national d'essais (CNEEL) à Lannion en Bretagne (1982) 5 machines installées: 2 Aérowatt 1000 FPG, un Aérowatt UM70, un Darrieus CEA-CENG, un 100 kW Ratier-Figeac.

ii) Projet de démonstration:

- ferme de 10 machines de 10 kw à Latour, Aude, (été 1984)

- ferme de trois Ratier-Figeac 100 kw à Gravelin, Nord (si les essais à Lannion sont concluants)

- 10 machines Ratier-Figeac à Cap Pertusato (si les essais à Lannion sont concluants) Corse

8.2.4 Suisse (28)

Création d'octrois pour les énergies renouvelables par le gouvernement fédéral suisse en été 1984: 30% de financement pour les systèmes éoliens, et 60% pour les études de conception.

8.2.5 Royaume-Uni

- établissement d'un centre d'essais à East Kilboride en Ecosse avec la participation du South of Scotland Electricity Board Network centre financé par la Scotish Development Agency et le ministère du commerce et de l'industrie (pour environ 1 million de dollars canadiens).

- installation d'une HOWDEN HWOP de 300 kW à Burgar Hill aux Iles Orkney. Cette éolienne a fonctionné tout un hiver dans des conditions semblables à celles des Iles de la Madeleine (vitesse moyenne du vent: 36 km/h), ceci à 37% de sa capacité nominale.

8.3 LES POSSIBILITES D'ASSISTANCE FINANCIERE POUVANT FACILITER LA REALISATION DU PROJET

8.3.1 Au niveau provincial

Aucun programme visant à promouvoir l'usage de l'énergie éolienne n'existe en ce moment. Incidemment, l'expérience étrangère vue au chapitre précédent pourrait s'avérer une source d'inspiration fort intéressante en cette matière. Cependant, il existe un programme d'amortissement de l'équipement utilisé conjointement par les gouvernements fédéral et provincial et dont nous ferons mention dans la prochaine section.

8.3.2 Au niveau fédéral

L'intérêt du gouvernement fédéral quant à la promotion de nouvelles sources d'énergie et à leur meilleure gestion se mesure par l'importance des sommes d'argent allouées à ce secteur. Ainsi, en 1980, plus de 80 millions de dollars ont été affectés au financement du programme ENERDEMO-CANADA[1], un programme national qui a pour objet la démonstration des techniques relatives aux économies d'énergie et aux énergies de rechange. Le Gouvernement fédéral, par le biais du ministère de l'Energie, Mines et Ressources Canada, fournit une aide financière aux promoteurs de projets de démonstration, et aide à diffuser les résultats de ces projets aux fournisseurs et utilisateurs éventuels. L'objectif de ce

---

(1) Voir annexe 7

programme étant de favoriser, au moyen de projets de démonstration, l'adoption et la mise en marché des techniques relatives aux économies d'énergie, au remplacement du pétrole et aux énergies de rechange, de susciter des occasions d'affaires et des emplois dans les industries nouvelles ou existantes.

Ce programme s'adresse non seulement aux entreprises commerciales et industrielles mais aussi aux particuliers, aux associations, aux organismes bénévoles et sans but lucratif, aux entreprises de service public et municipalités, aux maisons d'enseignement et même aux ministères et organismes gouvernementaux. Le PDCE et L'ENERDEMO-CANADA offrent des possibilités de subvention variant entre 10 et 50%.

8.3.3 Au niveau d'Hydro-Québec

Puisqu'Hydro-Québec, société d'état, peut tirer avantage à un tel projet (réduction importante des coûts de production), des mesures visant à supporter une fraction des coûts d'investissement devraient être envisagées. Ce qui pourrait par exemple se traduire par le financement jusqu'à concurrence de la moitié des gains réalisés sur chaque kWh produit et de concert avec les gouvernements fédéral et provincial, la mise sur pied de programmes de sensibilisation.

8.3.4 Au niveau du secteur privé

Cette étude ne nous a pas permis de déceler la volonté avouée du secteur privé dans l'implication d'un tel projet. Par contre, les résultats très concluants de la rentabilité économique devraient motiver le secteur privé à s'y intéresser.

9. Conclusion

9.1 TECHNIQUE

9.1.1 Conclusion technique sur la partie mécanique

Compte tenu des expériences passées sévères conditions de fonctionnement d'une éolienne, un des premiers critères de choix doit être la robustesse. Aussi, l'évaluation d'un produit d'une compagnie doit surtout être fondée sur le nombre de machines installées avec succès dans des conditions climatiques identiques à celles du site étudié.

Du fait de la nouveauté d'un tel produit, il est difficile de se prononcer sur la durée de vie d'une éolienne.

Un bon nombre des compagnies retenues évalue cette donnée à partir des durées de vie des éléments pris indépendamment, ce qui n'est pas nécessairement suffisant (cf. problèmes de structure).

D'autre part, la quantification de l'énergie annuelle produite sur un site donné est déterminante pour l'évaluation d'une machine. La précision du relevé de la caractéristique puissance - vitesse d'une éolienne ainsi que les conditions de l'expérience sont essentielles. L'insuccès de précédentes évaluations peut d'ailleurs s'expliquer ainsi.

9.1.2 Conclusion technique sur la partie électrique des aérogénérateurs

En ce qui concerne les systèmes électriques, deux points importants sont à retenir à la suite de notre étude.

- Il importe de ne pas sous-estimer la complexité des problèmes pratiques de connexion au réseau et les coûts additionnels (importants relativement au coût du système électrique) prévisibles qui en découlent.

  Dans le cas de la génératrice asynchrone, système le plus communément adopté, un certain nombre de problèmes non négligeables existe au niveau de la fiabilité, de la protection et des nuisances aux consommateurs.

  La durée de vie du contacteur pour l'accrochage au réseau peut être limitée si les fonctionnements autour de la vitesse de démarrage sont fréquents. Le coût de ce contacteur augmente vite avec sa qualité.

- Des dispositifs d'accrochage au réseau de la génératrice asynchrone avec limitation du courant d'appel existent sur le marché et sont même disponibles chez certains manufacturiers d'aérogénérateurs. Leur coût est de l'ordre de grandeur de celui d'un onduleur non autonome puisque leur structure est équivalente au niveau des composantes.

Les dispositifs de surveillance et de sécurité d'accrochage sur le réseau ne sont pas toujours clairement identifiés dans les fiches techniques des compagnies. Certains peuvent être très coûteux s'il faut les acquérir séparément (15).

Des transformateurs sont souvent nécessaires pour isoler l'aérogénérateur du reste du réseau de distribution pour minimiser les perturbations sur les proches consommateurs.

Tous ces aspects sont souvent omis par les compagnies qui sous-estiment systématiquement les coûts additionnels susceptibles d'être impliqués, pour minimiser le coût de leur produit.

- La pénétration d'une puissance électrique d'origine éolienne sur un réseau électrique non relié tel que celui des Iles de la Madeleine n'est pas un problème simple, si cette pénétration dépasse 30% de la puissance maximale consommée. Les expériences sur ce type de situation n'existent pas à notre connaissance. Bien que les scénarios I et II dans l'hypothèse d'une liaison au réseau n'impliquent pas nécessairement un coefficient de pénétration important (vis-à-vis de la puissance totale installée), le fonctionnement au cours de l'été avec une puissance de consommation réduite de l'ordre de 5 MW correspondrait à un pourcentage de pénétration beaucoup plus important, pour lequel la stabilité du réseau peut poser de sérieux problèmes. Les oscillations qui peuvent alors apparaître peuvent provoquer des résonnances dangereuses sur le train d'entraînement des éoliennes.

L'absence de législation et de règlement interne dans la compagnie d'électricité rend très difficile l'évaluation sérieuse des coûts de connexion d'une éolienne. Mais il est à prévoir que cela se traduira par des coûts supplémentaires pour le consommateur.

9.1.3 Recommandations techniques pour le choix des aérogénérateurs

Il est difficile d'élaborer une grille multicritères efficace et réaliste pour juger un produit tel qu'un aérogénérateur.

L'enquête réalisée auprès des manufacturiers ne nous a d'ailleurs pas toujours permis d'obtenir des réponses précises aux questions posées sur la robustesse et la durée de vie, mais une analyse succincte des compagnies retenues nous amène aux conclusions suivantes:

- les éoliennes retenues ont été pour la plupart approuvées après essais prolongés dans un centre expérimental (exemple: éoliennes danoises sur le site de Risoe);

- toutes les compagnies recommandées possèdent une expérience de longue date dans le domaine (Jacobs, Aerowatt, Vestas, Enertech ...).

Nous recommandons donc, du point de vue technique, l'emploi des produits de ces compagnies sous réserve d'essais préalables sur le site des Iles de la Madeleine.

En effet, parmi les éoliennes retenues dans l'analyse technique, seulement les Danoises ont été testées sur des sites; ce qui n'est pas obtenu des autres éoliennes sélectionnées. Compte tenu de l'expérience limitée dans l'exploitation des éoliennes, il apparaît que des essais préalables sont absolument nécessaires.

Par exemple les éoliennes Danoises qui semblent très bien placées dans l'analyse de faisabilité technique sont systématiquement testées sur des sites; ce qui n'est pas le cas des autres.

Par ailleurs, le succès des éoliennes dépendant en grande partie du site, un essai sur celui-ci aiderait à améliorer les connaissances sur les caractéristiques des éoliennes que l'on voudrait installer.

9.2 ECONOMIQUE ET FINANCIERE

En utilisant la méthodologie présentée précédemment, les hypothèses et paramètres présentés dans la section 5.0, trois mesures de performance ont été calculées pour les 4 éoliennes du scénario I et la vingtaine d'éoliennes du scénario II retenues pour leur applicabilité aux Iles-de-la-Madeleine.

De ce nombre, un seul du scénario I, l'AEROWATT avec connexion au réseau d'Hydro-Québec, d'une puissance de 10 KW et d'une production annuelle de 50 000 KWh à 100% de disponibilité présente des performances économiques remarquables sur la durée de vie du projet (20 ans).

L'option sans connexion au réseau d'Hydro-Québec devrait être ignorée en raison de sa non-rentabilité financière (VPN inférieure à 0 $). Quant au scénario II, le ratio prix/ production aidant, seulement deux de la vingtaine d'éoliennes choisie ont une VPN négative.

Si l'on s'en tient aux indicateurs retenus pour la mesure de performance, le projet s'avère économiquement et financièrement rentable.

L'étude de sensibilité a permis d'établir que la performance économique du projet est très sensible à une augmentation du prix de l'éolienne, à une chute du prix du pétrole et à un coût du capital excessif et essentiellement aux facteurs de disponibilité et de vent qui à eux seuls peuvent compromettre sa réalisation.

Enfin, étant donné les intérêts d'Hydro-Québec face à un tel projet, nous nous sommes servi de ses données prévisionnelles contenues dans son rapport "Prévision d'inflation et taux d'actualisation", Horizon 1984-2001 pour élaborer un scénario de long terme. La réalisation conjointe de ces hypothèses rendrait encore une fois le projet économiquement performant.

9.3 RENSEIGNEMENTS UTILES TIRES DES EXPERIENCES ETRANGERES ET RECOMMANDATIONS

9.3.1 Renseignements utiles tirés des expériences étrangères

A l'instar des pays comme le Danemark, les Etats-Unis, les gouvernements fédéral et provincial devraient reviser la loi existante de façon à permettre aux individus de produire de

l'électricité d'une part et d'autre part assortir des mesures incitatives entre autres le rachat de l'électricité par Hydro-Québec, le remboursement jusqu'à concurrence d'un certain pourcentage du coût de l'équipement éolien à l'individu, exemption des taxes sur l'électricité, la réduction de l'impôt pouvant même aller jusqu'à l'exemption, la mise sur pied de programmes visant à intéresser le secteur privé dans l'exploitation de l'énergie éolienne.

9.3.2 Recommandations

Les résultats de l'analyse technico-économique du projet des petites éoliennes aux fins de chauffage domestique aux Iles-de-la-Madeleine suggèrent le choix final des scénarios I et II (résidence individuelles et ilôt d'habitations). Cette recommandation est basée essentiellement sur la VPN, en assumant qu'il n'y a aucun problème de rationnement de capital.

Du fait des avantages substantiels que tirerait Hydro-Québec de l'implantation d'un tel projet (entre autre réduction de son déficit); il est tout à fait réaliste que la société d'état songe à partager ses retombées en termes de participation aux coûts d'investissement à même son budget et dans une proportion à négocier entre les parties.

- La mise sur pied d'une campagne de sensibilisation auprès de la population pourrait vraisemblablement inciter le secteur privé à s'intéresser au projet.

- Des coopératives d'exploitation pourraient être formées de manière à effectuer des achats en groupe et bénéficier ainsi des escomptes de quantité. Incidemment, nous avons vu au chapitre de l'analyse de sensibilité, l'impact de la hausse ou la baisse du prix de l'éolienne sur la performance économique du projet.

- D'importantes sources de financement sont disponibles au niveau du gouvernement fédéral et mises à la disposition des industries et commerces aussi bien qu'à des particuliers, des coopératives et des institutions d'enseignement. D'éventuels requérants peuvent aller chercher des subventions variant entre 10 et 50%.

- La sensibilité de la performance économique du projet aux facteurs de disponibilité et de vent fait que seul un programme de démonstration viendra confirmer les résultats contenus dans cette étude.

- Dans l'éventualité où un programme de démonstration est à envisager, nous recommandons l'AEROWATT puissance 10KW, production annuelle à 100% de disponibilité 50,000KWh de fabrication française pour le scénario I. quant au scénario II, le produit danois VESTAS 65KW avec tour cylindrique sans hauban produisant 240,000KWh/an à 100% de disponibilité nous semble désigné pour un tel exercice.

- Les produits canadiens, notamment EXTRAWATT au Québec (Beauce) ne présentent pas un niveau de performance suffisant pour assurer sa rentabilité économique.

Cependant, des efforts de la part des gouvernements fédéral et provincial pour venir en aide à cette PME ne serait-ce que dans l'amélioration de sa technique de construction et d'assemblage, permettraient à celle-ci de vendre son produit à un prix compétitif et offrirait une qualité comparable.

- Avec une VPN évaluée à 4 000 dollars dans le scénario I et 69 100 dollars dans le scénario II, il importe, à l'aide de la formule "clé en main" de songer à la phase de démonstration qui viendra vraisemblablement confirmer les conclusions de cette étude.

- Des études plus poussées sur le site devraient être entreprises de sorte à minimiser la marge d'erreur sur le facteur de vent qui souvenons-nous influence considérablement la performance du projet.

BIBLIOGRAPHIE

1 SOCIETE D'INGENIERIE MONTREAL, LTEE. Combinaison d'installations éoliennes et hydro-électriques. Rapport d'études.

2 R.B. COROTIS, A.B. SIGL, J. KLEIN. Probability models of wind velocity magnitude and persistence. Solar Energy 20.6, pp. 483-493, 1978.

3 RAPPORT IREQ No 2681. Eolienne expérimentale de 230kw à axe vertical, Iles-de-la-Madeleine. Rapport d'essais, période juin 1980 - décembre 1981.

4 C.G. JUSTUS. Winds and system performance. Franklin Institute Press, Philadelphia, 1978.

5 J. HASLETT, E. KELLEDY. A note on the Use of the models in the Estimation of Wind Power Availability. Wind Engineering, vol. 5, no 1, 1981.

6 J.C. MORIN, G.D. CAMIRAND. Profil de l'industrie québécoise des équipements de chauffage. Collection analyse sectorielle. Industrie Québec, 1982.

7 B.F. BELL, J. Mc GOWAN. An analytical study of hybrid wind-passive solar system.

8 CONSULTANTS DIP. Etude de la récupération de la déperdition de chaleur des génératrices Diesel pour le chauffage urbain.

9 T.A. STEINBERG, B.W. REYNOLDS. Rated electrical power needed in a wind turbine for a home. Journal of Energy, v. 7, no 6, NOV-DEC 1983.

10 R. RAMAKUMAR Energy storage options for harnessing wind energy - International Wind energy symposium New Orleans, Louisiana. Mars 1982.

11 V. DANIEL HUNT. Windpower - A handbook on wind energy conversion systems Van Nostrand Reinhold Company

12 D.G. INFIELD Small scale wind/diesel systems for electricity generation in isolated communitics Proceedmgs of the 1983 5th BWEA wind energy conference.

13 Small Wind Energy Systems Market Analysis (Windbooks)

14 C.C. DEWINKEL Wisconsin Power and Light Company's Wind Energy Research and demonstration Program International Wind Energy Symposium New Orleans, Louisiana. Mars 1982.

15 Study of dispersed small windsystems interconnected with a utility distribution system. Preliminary hardware assessment. D. Curtice. J. Patton. Systems control Inc. (for Rocwell International).

16 An assessment methodology for the preliminary selection of wind energy conversion system Sites in remote communities in the province of Newfoundland and Labrador.

17 M. WEAVER Dane Upsize Wind Machines For Export to America Markets. Renewable Energy News p. 3. feb. 1985.

18 Zond Reports Wind Farm Performance. Worl Wind. p. 5 sept. 1984.

19 Commercial windfarm performs welle. Worl Wind. p. 7. sept. 1984.

20 World's first Offshore Windfarm gets go - ahead. World Wind p. 10. jan. 1985.

21 North Atlantic island Windfarm to be constructed. World Wind. p. 10. jan. 1985.

22 Windfarms added subsidies lowered. World Wind. p. 1. jan. 1985.

23 P.N. VOSBURGH Commercial Applications of Wind Power Van Nostrand Reinhold Company 1983.

24 USW'S Atlamont array passes 95 MW. World Wind. p. 1. Jan. 1985.

25 Association satisfied with new rate. World Wind. p. 3. sept. 1984.

26 Wind farm Performance to go public. World Wind. p. 1. sept. 1984.

27 Export market eyed. Low-budget AFME wind programs moves to demonstrations, wind farms. World Wind. p. 8. jan. 1985.

28 Renewable subsidies introduced. World Wind. p. 6. jan. 1985.

ANNEXE 1

- La distribution de Weibull

La vitesse de vent u suit cette distribution si sa fonction de densité de probabilité est de la forme:

$$f(u) = \frac{k}{c}\left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\frac{u}{c}^{k}\right] \qquad (k > 0,\ u > 0,\ c > 1)$$

l'expression exp(x) représentant e^x
c est le paramètre d'échelle
k est le paramètre de forme

Il a été montré (voir par exemple (2)) que cette densité de probabilité donne une bonne représentation de la courbe de fréquence des vitesses de vent pour de nombreux endroits dans le monde, surtout si les mesures de vent ont été effectuées sur une longue période.

- La distribution de Rayleigh

La vitesse de vent u suit cette distribution si sa fonction de densité de probabilité est de la forme:

$$f(u) = \frac{\Pi u}{2\bar{u}^2} \exp\left[-\frac{\Pi}{4}\left(\frac{u}{\bar{u}}\right)^2\right]$$

$\bar{u}$ étant la vitesse moyenne du vent. Cette donnée étant généralement accessible pour un site, il est souvent possible de déterminer cette distribution.

On notera, aussi bien pour la statistique de Weibull que pour celle de Rayleigh, qu'on a une densité de probabilité nulle pour u = 0, et une densité non nulle pour les valeurs de u très grandes, ce qui bien sûr ne correspond pas à la réalité: on peut avoir des périodes de calme et la vitesse du vent ne dépasse pas en général une certaine limite.

- Application au cas des Iles-de-la-Madeleine

Nous avons utilisé dans le calcul qui suit les données statistiques de la météorologie canadienne (tableau 2) et la courbe de fréquence des vitesses de vent du site d'installation de la première éolienne d'Hydro-Québec (figure 9) obtenue dans (3).

A l'aide de cette courbe de fréquence, on obtient facilement la vitesse moyenne de vent $\bar{u}$ = 31,3 km/h (soit $\bar{u}$ = 8,65 m/s), très voisine de celle indiquée sur le tableau 2 et on peut également calculer l'écart-type σ = 4,4 m/s.

Pour la distribution de Weibull, il est impossible de déterminer analytiquement les paramètres c et k.

Il a été montré (4) qu'une valeur approchée très acceptable de k est:

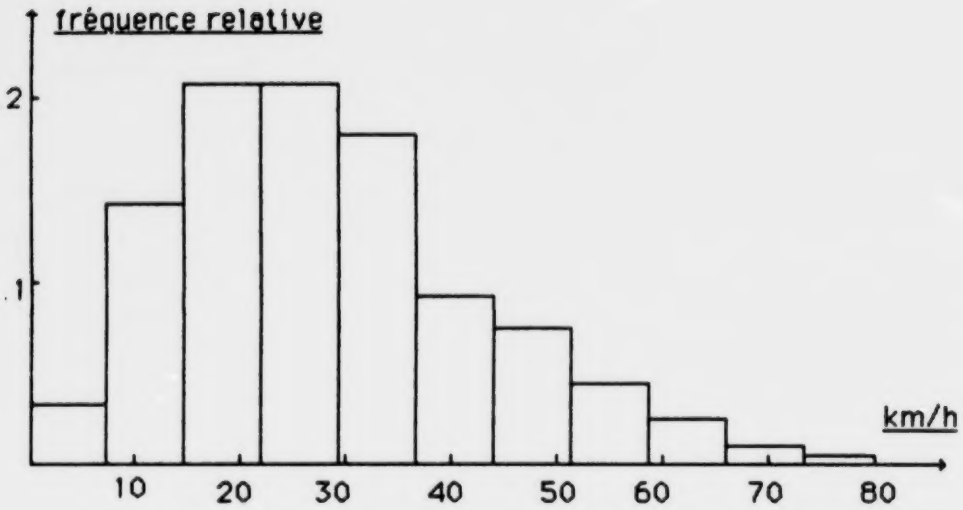


Fig-9-Distribution du vent

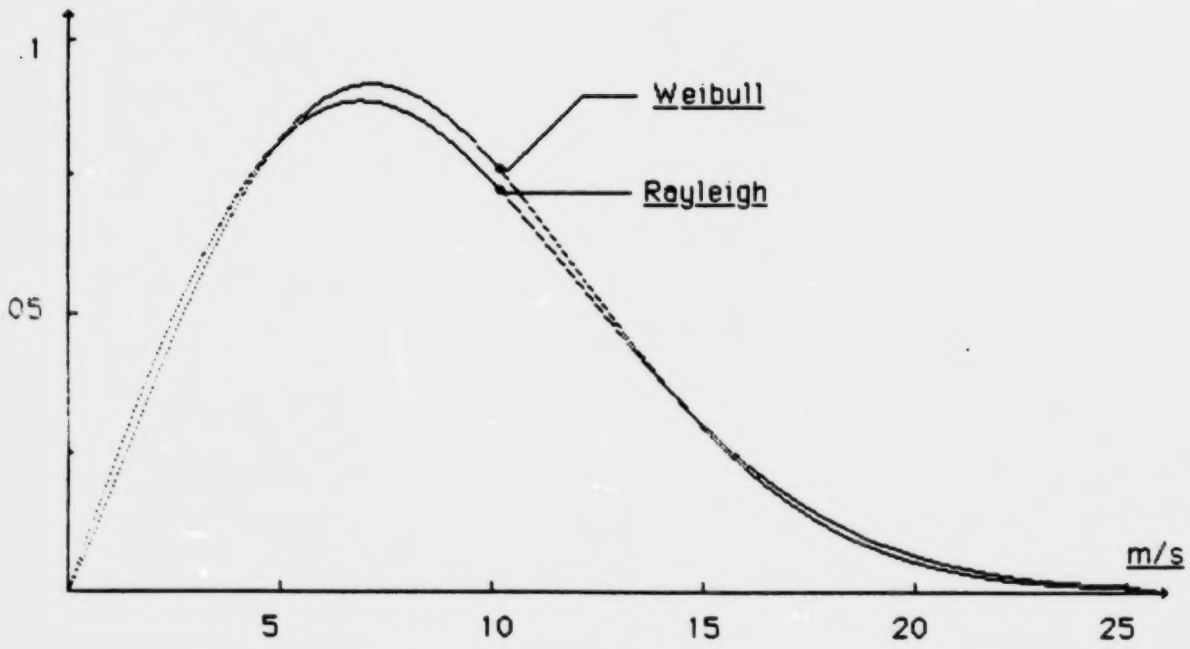


Fig-10Densités de probabilité

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{u}}\right)^{-1,086} \qquad (\text{pour } 1 \leqslant k \leqslant 10)$$

dans le cas présent on obtient k = 2,1

Le calcul de la vitesse moyenne u donne pour la fonction de densité de Weibull.

$$\bar{u} = c\,\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

où Γ est la fonction gamma caractérisée par $\Gamma(y) = \int_0^\infty e^{-x} x^{y-1} dx$
on a donc:

$$c = \frac{\bar{u}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

et à l'aide de tables on obtient dans le cas présent c = 9,75.

La figure 10 montre l'allure des densités de probabilité de Weibull et de Rayleigh pour les valeurs calculées. On constate qu'elles sont très semblables.

ANNEXE 2

PRESENTATION GENERALE DU CALCUL

Soit P(u) la caractéristique puissance-vent d'une éolienne, c'est-à-dire la fonction donnant la puissance instantanée fournie en fonction de la vitesse du vent, et F(u) la fonction de densité de probabilité de cette même vitesse du vent.

La puissance moyenne fournie par l'éolienne est:

$$Pm = \int_0^{\infty} P(u)\ f(u)\ du$$

et l'énergie moyenne fournie pendant une période T est:

$$Em = T.Pm$$

Pour la plupart des éoliennes, la caractéristique puissance-vent a la forme de celle de la figure 11 avec:

Vi: vitesse de démarrage de l'éolienne
Vr: vitesse nominale
Vo: vitesse d'arrêt
Pr: puissance nominale

La caractéristique entre Vi et Vr peut être modélisée par un morceau de parabole (modélisation recommandée dans (5)). On a donc entre ces deux valeurs:

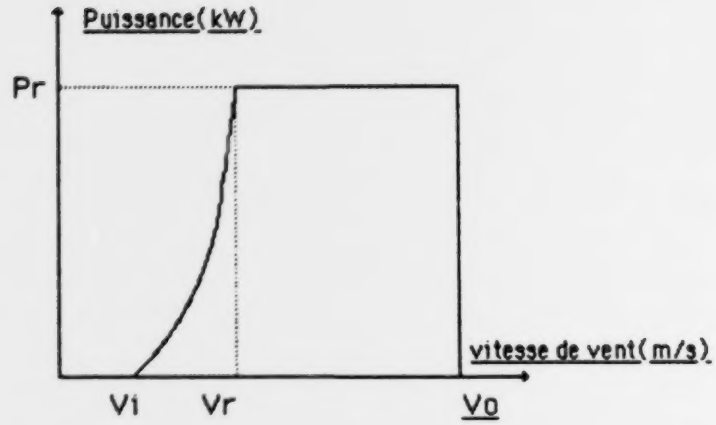


Figure 11 -caractéristique Puissance-Vent

$$P(u) = B + Cu^2$$

avec $B = \dfrac{Pr\,Vi^2}{Vi^2 - Vr^2}$ $\qquad C = \dfrac{Pr}{Vr^2 - Vi^2}$

Si on suppose de plus que pendant la période T la vitesse du vent suit une statistique de Rayleigh, la vitesse moyenne étant u on a:

$$Em = T\int_{Vi}^{Vr} (B + Cu^2) \left(\frac{\Pi u}{2\bar{u}^2}\right) \exp\left[-\frac{\Pi}{4}\left(\frac{u}{\bar{u}^2}\right)\right] du$$

$$+ T\int_{Vr}^{Vo} \left(Pr\,\frac{\Pi u}{2\bar{u}^2}\right) \exp\left[-\frac{\Pi}{4}\left(\frac{u}{\bar{u}^2}\right)\right] du$$

Cette expression peut s'intégrer de façon analytique pour donner:

$$Em = \frac{4TPr\bar{u}^2}{\Pi\,(Vr^2 - Vi^2)}\left[\exp\left(-\frac{\Pi Vi^2}{4\bar{u}^2}\right) - \exp\left(-\frac{\Pi Vr^2}{4\bar{u}^2}\right)\right]$$

$$- TPr \exp\left(-\frac{\Pi Vo^2}{4\bar{u}^2}\right)$$

Dans les calculs qui suivent on a considéré deux cas:

1. Pas de connexion au réseau

La période T comprend les huit mois de septembre à avril, soit 6 000 heures. Pour cette période, d'après le tableau 2, la vitesse moyenne de vent est 9,5 m/s et on suppose que la vitesse suit toujours une statistique de Rayleigh.

2. Connexion au réseau

La période T est une année, soit 8 760 heures. La vitesse moyenne de vent est alors 8,65 m/s telle que calculée précédemment.

ANNEXE 3

FICHES TECHNIQUES

BWC EXCEL (BERGEY WINDPOWER)

Vitesse de démarrage:	3,1 m/s
Vitesse nominale:	12,1 m/s
Vitesse d'arrêt:	16 m/s
Vitesse de destruction:	54 m/s
Puissance nominale:	10 kw
Vitesse de rotation du rotor:	60-350RPM
Type:	3 pales, génératrice sous le vent
Diamètre du rotor:	7,0 m
Poids:	463 kg
Gamme de températures:	-40 à 60°C
Génératrice:	alternateur à aimants permanents 240 VAC 60 Hz

ENERTECH 44/60

Vitesse de démarrage:	3,5 m/s
Vitesse nominale:	13,3 m/s
Vitesse d'arrêt:	22,3 m/s
Vitesse de destruction:	54 m/s
Type:	3 pales, génératrice sous le vent
Diamètre du rotor:	13,4 m
Poids:	2 277 kg
Génératrice:	3ø - induction - 480VAC 60Hz

FLOWIND 170

Vitesse de démarrage:	4,9 m/s
Vitesse nominale:	14 m/s
Vitesse d'arrêt:	26,8 m/s
Vitesse de destruction:	89,4 m/s
Puissance nominale:	120 kw
Type:	Darrieus
Diamètre du rotor:	17 m
Hauteur du rotor:	22,9 m
Génératrice:	3ø - induction - 230 ou 460VAC 60Hz

JACOBS

Vitesse de démarrage	: 3,6 m/s
Vitesse nominale	: 11,2 m/s
Vitesse d'arrêt	: non spécifiée
Vitesse de destruction	: 54 m/s
Puissance nominale	: 10 kw
Vitesse de rotation max. du rotor	: 200 RPM
Type	: 3 pales, au vent
Diamètre du rotor	: 7,1 m
Génératrice	: Synchrone 25 kVA, 3 phases 60 Hz

CLOUTIER (EXTRAWATT) XR-18.3

Vitesse de démarrage	: 2,7 m/s
Vitesse nominale	: 13,4 m/s
Vitesse d'arrêt	: dépend des conditions de vibration
Vitesse de destruction	: 45 m/s
Puissance nominale	: 10 kw
Vitesse de rotation max. du rotor	: 270 RPM
Type	: 3 pales, génératrice sous le vent
Diamètre du rotor	: 5,4 m
Génératrice	: Synchrone 240VAC 3 phases 60 Hz

ESI 54-5

Vitesse de démarrage	: 4 m/s
Vitesse nominale	: 16,6 m/s
Vitesse d'arrêt	: 22 m/s
Vitesse de destruction	: non spécifiée
Puissance nominale	: 80 kw
Vitesse de rotation max. du rotor	: 90 RPM
Type	: 2 pales, sous le vent (bois)
Diamètre du rotor	: 16,5 m
Génératrice	: Synchrone 480VAC 3 phases 60 Hz

JACOBS 20 kw

Vitesse de démarrage	: 3,6 m/s
Vitesse nominale	: 11,9 m/s
Vitesse d'arrêt	: non spécifiée
Vitesse de destruction	: 54 m/s
Puissance nominale	: 20 kw
Vitesse de rotation max. du rotor	: 215 RPM
Type	: 3 pales, au vent
Diamètre du rotor	: 8,1 m
Génératrice	: Synchrone 25 kVA, 3 phases 60 Hz

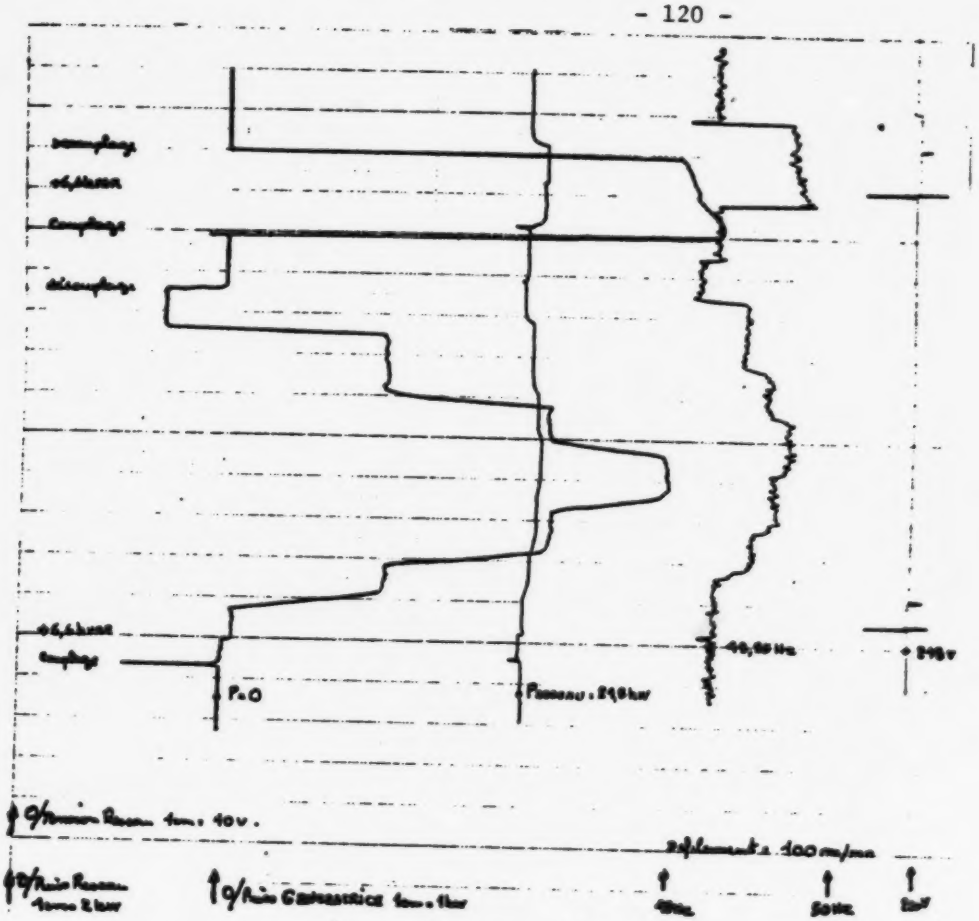
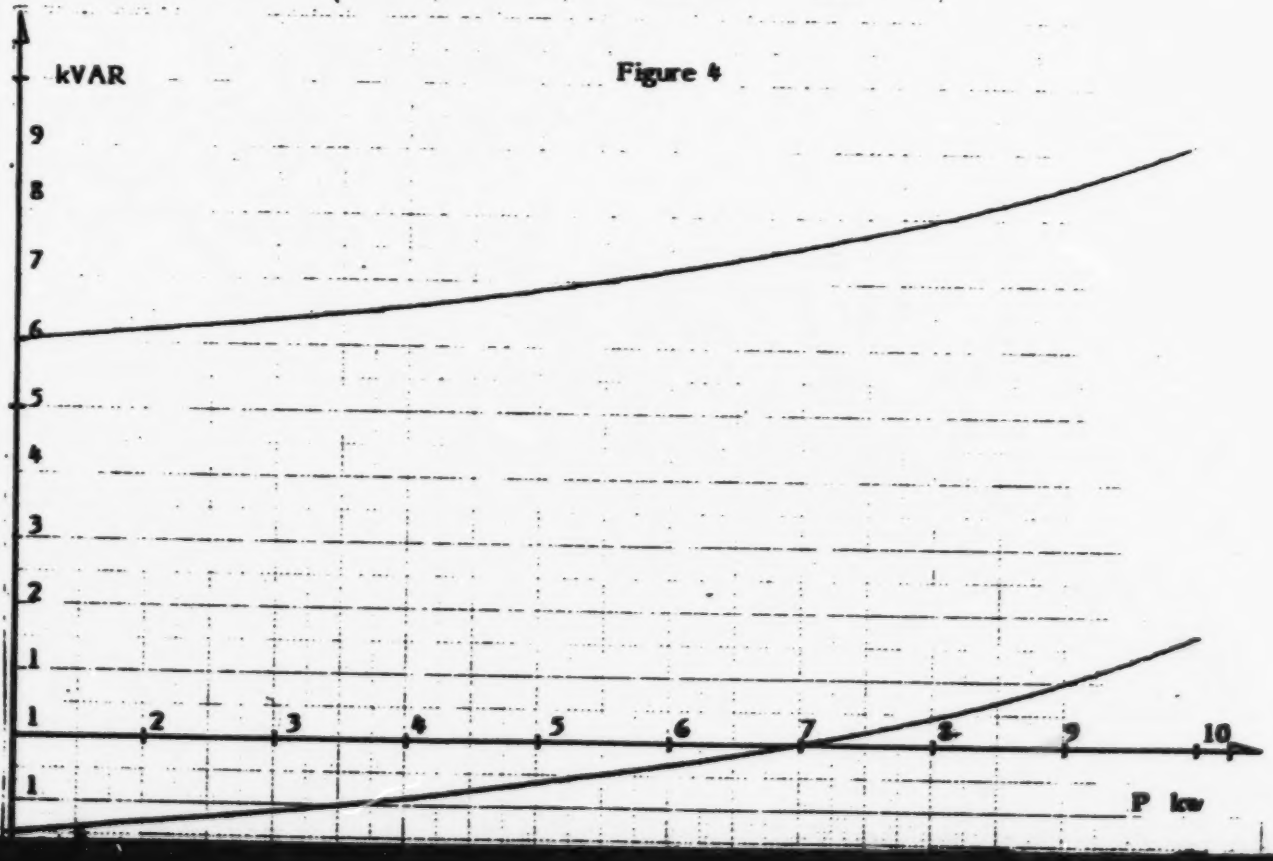


Figure 3

A W 84. 11. 22
AEROWATT s. a.
6, Avenue des Coquelicots
94385 BONNEUIL SUR MARNE CEDEX FRANCE
Télex 680 160 F AEROWAT
SIRET 682 011 246

Figure 4



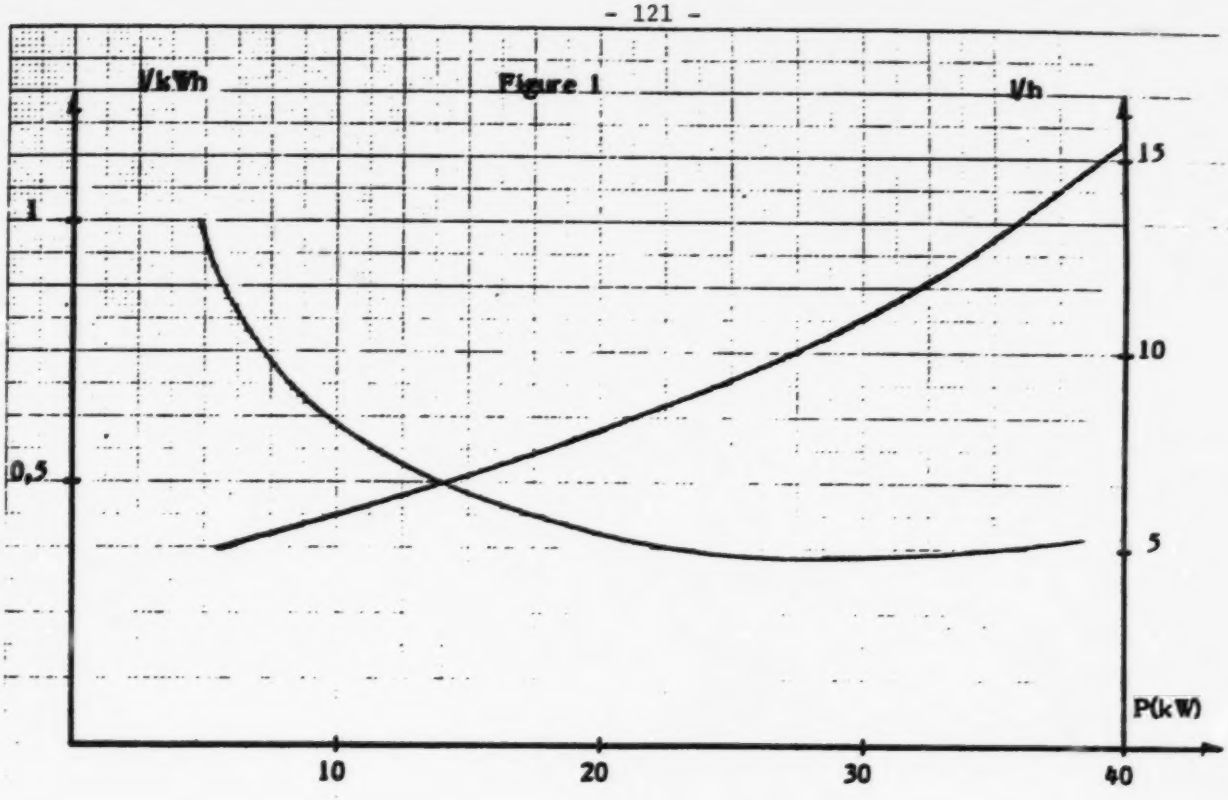
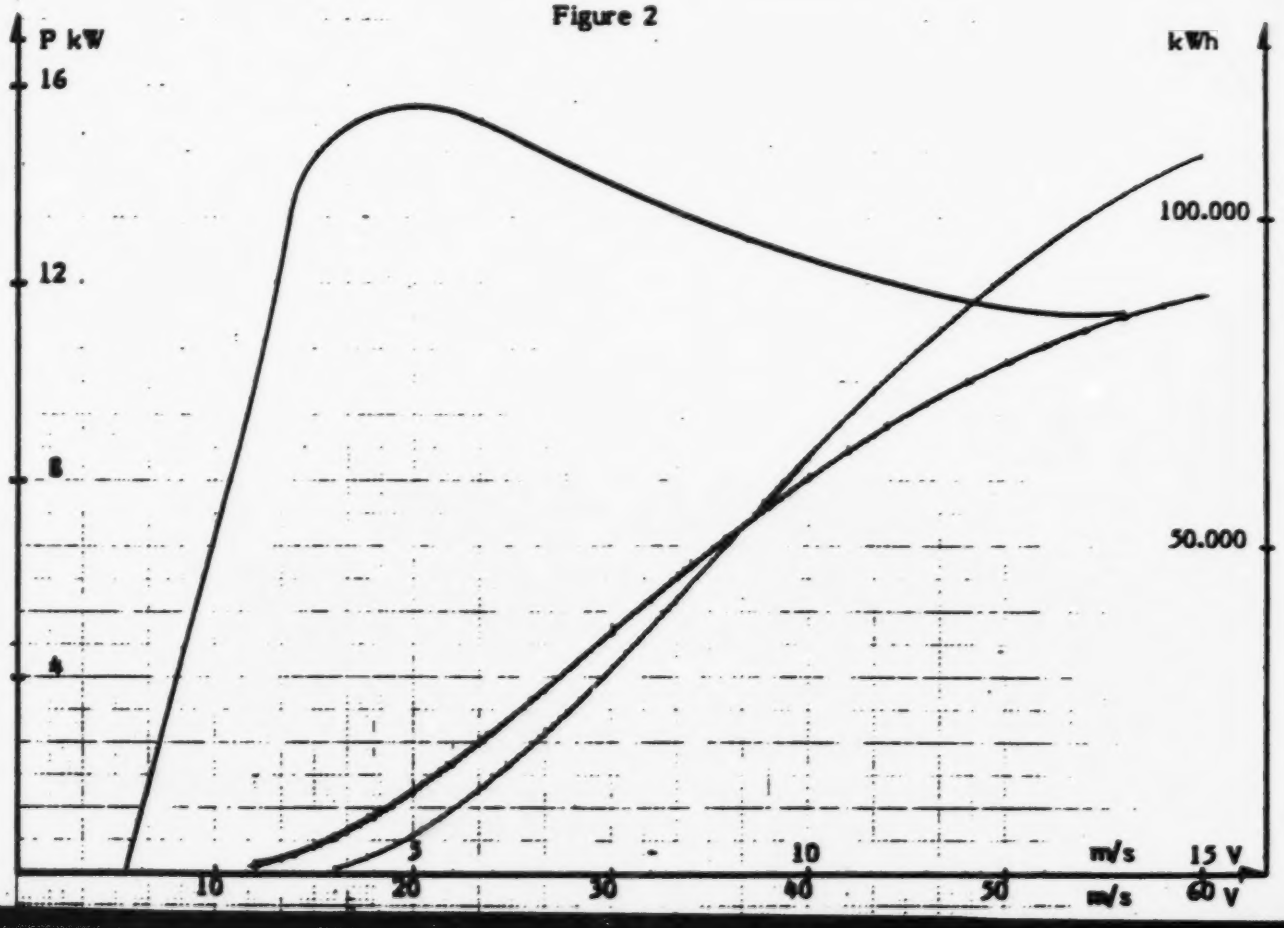

l/kWh
Figure 1
l/h
1
0,5
15
10
5
P(kW)
10
20
30
40

Figure 2

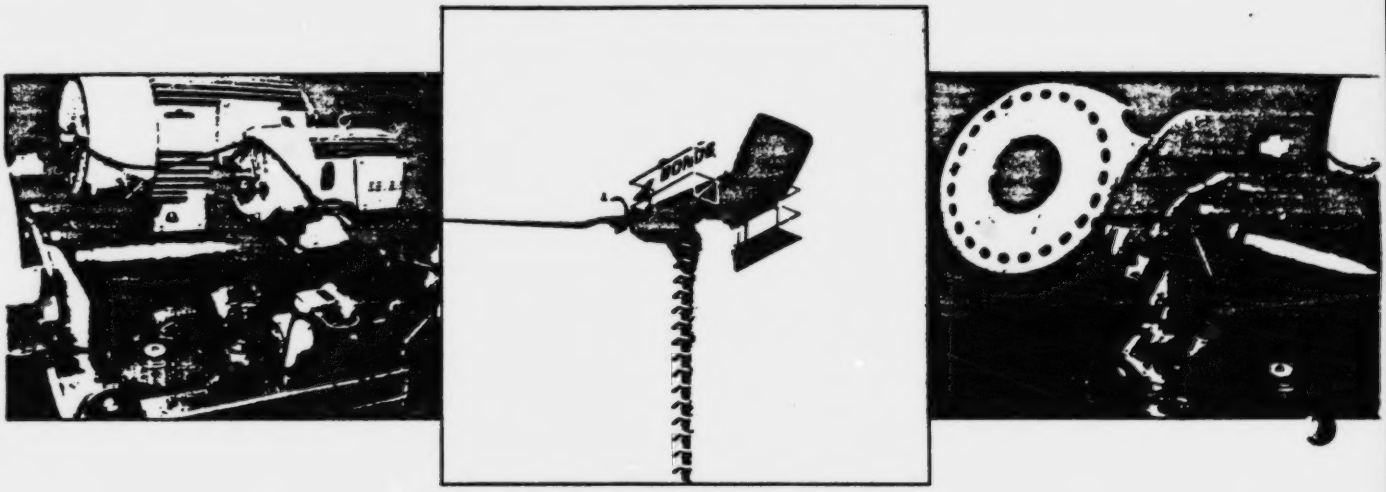

P kW
16
12
8
4
kWh
100.000
50.000
10
20
30
40
50
5
10
m/s
15 V
m/s
60 V

DANREGN VINDKRAFT A/S

FABRIKSVEJ 4, DK/7330 BRANDE - TEL. 45-7-18 11 22
TELEX 60 806 DANBON DK

US Office: BONUS, 1300 Dove Street, Suite 200, Newport Beach
CA 92660, (714) 476 8651

THE BONUS WIND TURBINE



1. TOWER

A closed, self-supporting, tubular construction built of steel plate, and composed of strengthened, tapered, modular, all-welded sections each of 6 metres.
Height from ground to base of nacelle frame at customer's wish, in multiples of 6 metres, maximum 24 metres.
All sections are hot-galvanized after welding for maximum rust prevention and bolted together on site for easy erection and dismantling.

SPECIAL ADVANTAGES: Optimal tower height allows customer to tap wind energy less affected by turbulence. Modular construction allows for later modification of tower height at little extra cost.
Access to service platform is facilitated by internal ladder for first 12 metres. External ladder starts from platform at this height.
Control panel at ground level inside tower.
Bottom access door is equipped with lock.

2. MACHINERY

Strong frame made of all-welded, hot-galvanized steel profiles.
All components of well known, long established makes with high operational data and impressive durability.
Specially designed, mechanical brake directly on hub to eliminate braking load on gear, and driving shaft.
Brake activated by eight different control systems to ensure immediate stop. Incorporates separate
Specially designed axial stress bearing on driving shaft.

SPECIAL ADVANTAGES: Efficient noise reduction.
Compact, yet easily accessible component arrangement permits easy and fast service of parts.
Housing is made of durable fibreglass. Maintenance free and easy to handle. A minimum of regular maintenance required due to high quality of each component.

3. CONTROL SYSTEMS:

The Bonus Wind turbine's control system is designed in accordance with the most advanced principles in this field, employing only thoroughly tested, electronic and mechanical components.
Yaw control of the rotor assembly is effectuated by an electric motor activated by a specially developed vane placed upwind to the turbine. They incorporate an effective dampening device thereby ensuring minimum oscillation of rotor assembly during normal operation periods.

During operational stops a change-over switch in the control panel allows manual turning of the rotor assembly to any desired angle.

SPECIAL ADVANTAGES: The rotor plane is always facing the wind at a 90 degree angle during automatic operation, thus securing maximum utilization of prevailing wind power.
Component life is assured by interdependent control systems.

4. SAFETY SYSTEMS:

The BONUS wind turbine employs there independent safety systems to guard against uncontrolled running at excessive speeds. Eight electronic safety functions relate to various, operational disturbance factors. Each of these will trigger off the double action, mechanical brake when registering disturbance.

SPECIAL ADVANTAGES: Secures immediate stop under adverse conditions minimizing break-down risks.

5. BLADES:

Fibreglass construction employing bladetip air brakes. These brakes are triggered independently of shaft brake activating systems by centrifugal forces at rotor revolutions 5 to 15 rpm. above normal speed. Blade design allows power production to start at low wind velocities, i.e., approx 4 m/sec. (8.8 mph., Beaufort, force 3).

SPECIAL ADVANTAGES: Operation at uncontrolled speeds is eliminated by utilizing the wind's own force at high wind velocities. Moderate wind speeds are utilized effectively by combining blade-design with the incorporation of a secondary, lightload generator.

6. DESIGN APPROVAL:

The BONUS wind turbine has been approved by Denmark's Governmental Institute of Wind Research, Risoe, DK-4000 Roskilde. Incorporate measures for personnel safety in accordance with Danish Works Safety Board rules.

7. DESIGN:

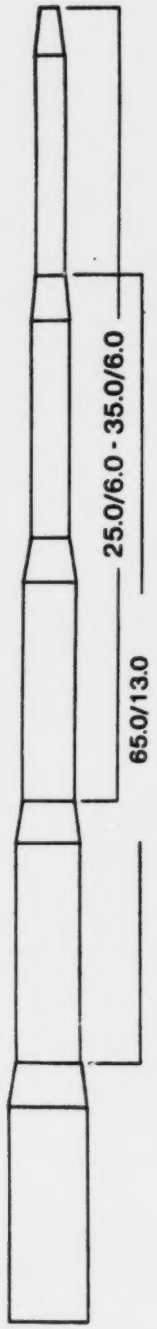
The BONUS wind turbines has been designed and constructed in close co-operation with a leading Danish wind turbine expert.
The result is a well planned and intelligently designed unit which represents both beauty and function.

8. OPTIONAL EXTRAS:

If local conditions warrant, the BONUS wind turbine may include purpose-guided control of generated power. The system has been developed for countries where link-up with the public power grid results in reduced kWh-rates contra privately generated power in excess of on-site consumption. The control system allows delivery priorities according to a turbine owner's particular requirements.

SPECIAL ADVANTAGES: Maximum economic benefit of investment where conditions apply.
Minimum risk of mechanical and electrical damage with resulting loss of production.

THE BONUS WIND TURBINE



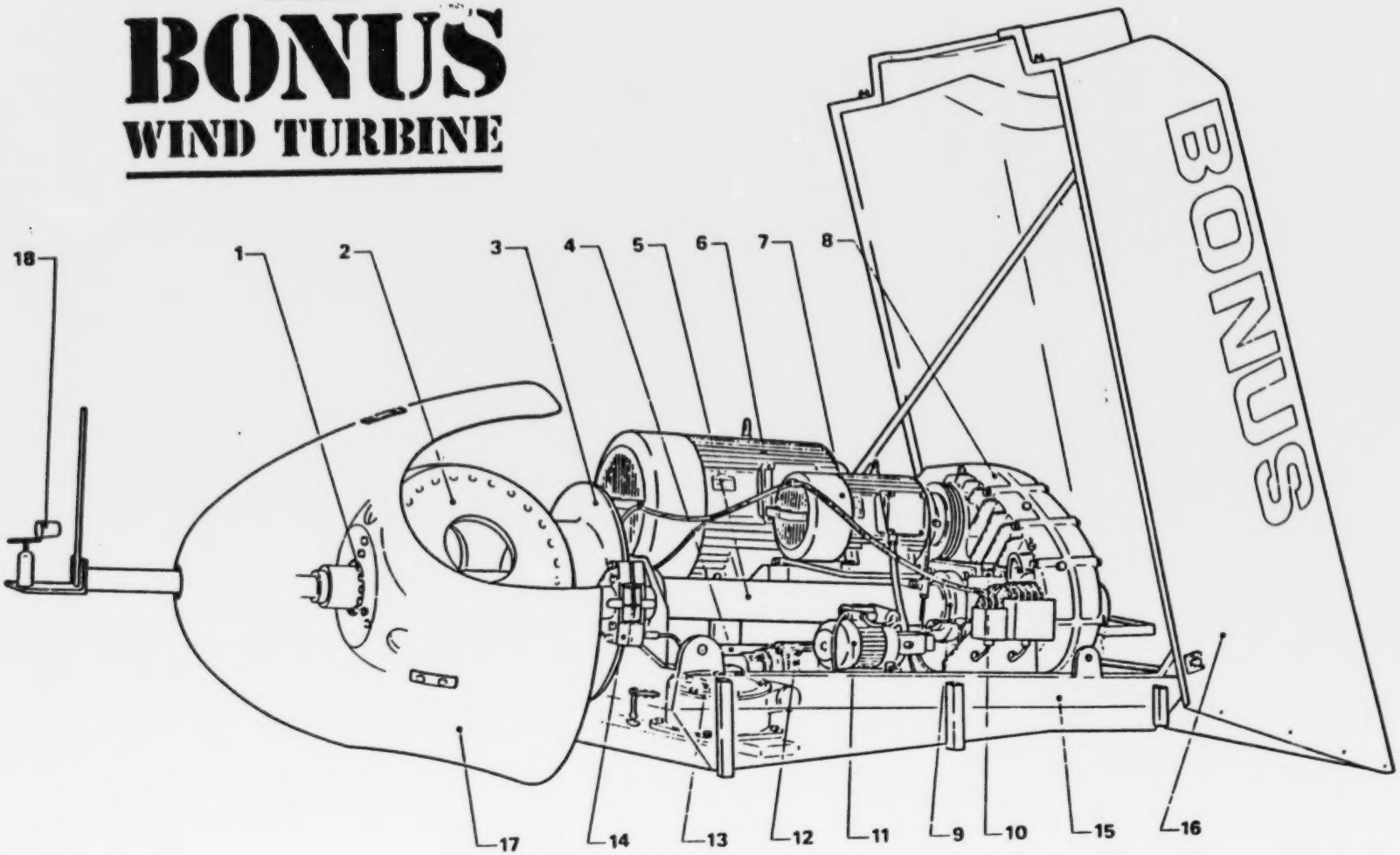
SPECIFICATIONS:

Generator size	Blade diameter	Tower height
25.0/6.0 kW	10 metres 32.8 feet	18 metres 59.0 feet
25.0/6.0 kW	12 metres 39.4 feet	18 metres 59.0 feet
25.0/6.0 kW	12 metres 39.4 feet	24 metres 78.7 feet
35.0/6.0 kW	10 metres 32.8 feet	18 metres 59.0 feet
35.0/6.0 kW	12 metres 39.4 feet	24 metres 78.7 feet
65.0/13.0 kW	15 metres 49.2 feet	18 metres 59.0 feet
65.0/13.0 kW	15 metres 49.2 feet	24 metres 78.7 feet

Data subject to design modifications.

. . . a genuine bonus

THE BONUS WIND TURBINE



1. SHRINKING
2. HUB FOR BLADES
3. DISCBRAKE
4. HYDRAULIC SPRING CYLINDER
5. MAIN SHAFT
6. 6-POLED GENERATOR, 65 kW-6o Hz
7. 6 POLED GENERATOR, 13 kW- 6o Hz
8. GEARBOX
9. REAR MAIN BEARING
10. OIL - FOR BRAKE SYSTEM
11. EL-MOTOR FOR BRAKE SYSTEM
12. EL-MOTOR FOR YAW GEAR
13. YAWGEAR
14. BRAKE CALIPER
15. MACHINE FRAME
16. MACHIN COVER
17. SPINNER
18. WINDVANE

Bonus.

QUESTIONNAIRE

POWER CHARACTERISTICS	M22	M60/13	M100
- Annual Energy Output at average wind speed of 20 mph (32 km/h) :	71.000	225.000	345.000
- Rated power :	22 kW	65 kW	108 kW
- Rated speed :	14 m/s/32MPH	16,5 m/s/37MPH	16,5 m/s/37MPH
- Power curve :	enclosed		
- Standard height at hub or rotor centre :	19 m/62 ft.	23 m/75 ft.	23 m/75 ft.
- Height options :			31 m/101 ft.

COSTS

* - Turbine and generator : (Hub + rotor) stand alone	$ 16.800,- - 19.200,-	$ 32.200,-	$ 45.000,-
* - Tower(s) :	- 5.900,-	- 8.700,-	- 9.500,- (22 m) - 13.500,- (30 m)
* - Estimate of erection and installation cost :	- 1.000,-	- 1.300,-	- 1.500,-
* - Estimate of annual operating and maintenance cost :	- 0.003 kWh	- 0.002 kWh	- 0.0018 kWh
* - Transport cost (per model) : (DK- port to Montreal) (40' container)	- 2.800,-	- 2.800,-	- 2.800,-
* - Warranty (if available) : (5 years all-risk insurance package incl. lose of income and power curve guaranty)	- 2.200,-	- 3.000,-	- 5.000,-
* - Inverter cost in case of synchronous generator (if available) :	$ 600,-	- 1.000,-	- 2.000,-
- Soft-start system cost in case of induction generator (if available) :	Standard equipment included in turbine price.		

* Prices in US$

2

ELECTRICAL SYSTEM CHARACTERISTICS		M22	M60/13	M100
- Type of generator(s)	:	asynchronous or synchronous in stand-alone system.		
- NEMA Class	:	IP 67	IP 67	IP 67
- Associated electronic systems	:	Possibly dump-load for stand-alone system.		

SAFETY AND DESIGN INFORMATION

- Maximum Design Wind Speed	:	50 m/s/112 MPH	50 m/s/112 MPH	50 m/s/112 MPH
- Maximum Tested Wind Speed	:	40 m/s/ 90 MPH	40 m/s/ 90 MPH	22 m/s/ 50 MPH

- Overspeed control : electronic activated "fail-safe" disc. brake. (centrifugally activated blade-tip brakes).
- Braking system(s) : "fail-safe" disc. brake (electro-mechanical).
- Vibration protection : Vibration control switch.
- Ice detection : none (not necessary owing to the fibre-glass blades).
- Maximum Ice Load : ---
- Salt protection : tower and frame is hot-dip galvanised.
- Blade material : fiberglass reinforced polyester.
- Lightning protection : excess voltage protection by means of lightning arresters.
- Noise Level (if known) : very low owing to the tip speed between 39-45 m/s, and the high quality on the blade surface.

3

MISCELLANEOUS INFORMATION

- Number of Machines in Operation	: 1/1 - 1985 approx. 450 wind turbines.
- First year of production	: 1983
- Delivery time	: 12 weeks from day of order.
- Availability (Estimate of percentage of time the machine should be operational under normal wind condition - i.e. between cut-in and cut-out speeds)	: measurements made by R. Lynette and Assoc. Inc., Bellevue, WA (USA) for Electric Power Research Institute, says: 98%
- Reduction in price for quantity order	: depends of number.
- Total System Weight	: M22/4.700 kg M60/13/11.000 kg M100/13.500k
- Length of longest components for shipping	: 7 m
- Erection and installation Equipment required	: 50 t. crane - lifting height min. 30 m.
- Character and suggested frequency of maintenance checks	: 3-4 service and maintenance visits per annum.
- Time of initial guarantee	: 5 years on gears and 2 years for other components.
- Suggested life expectancy	: 20 years lifetime.

WECS SPECIFICATIONS
General

MODEL:	65/13 kW BONUS	DATE:	April 1984
MANUFACTURED BY:	Danregn Vindkraft A/S Fabriksvej 4, 7330 Brande	CONFIGURATION:	Dual Speed

OPERATIONAL DATA:

- cut-in wind speed ⊗	:	4 m/s	= 9 MPH
- 65 kW reached at ⊗	:	18 -/-	= 40 -
- cut-out wind speed ⊗	:	30 -/-	= 67 -
- designed max. wind speed	:	67 -/-	= 150 - *
- max. tip speed	:	43 -/-	= 96 - syncronius speed
- rotor RPM	:	53.8 RPM	syncronius speed large generator connecte
		48 -	- - small - -

⊗ Approximate velocity may be adjusted according to site. Based on 10 minute averaging periods.

ROTOR:

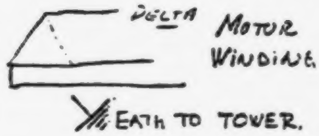
- natural frequency one blade	:	3.85 Hz	(30 m²/m² SWEPT AREA – System synchronous frequency of tower = 4.4 Hz, Survival Windspeed 67 m/s 150
- diameter	:	15.18 m	= 49.8 ft
- swept area	:	181 m²	= 1948 ft²
- no. of blades	:	3	
- material	:	fiberglass reinforced polyester	
- reinforcement	:	longitudinal I-beams	
- blade airfoil	:	NACA 4412-4424	
- blade twist angle	:	13°	
- blade pitch	:	- 1.5° (Measured at tip, just below green tip, AT ROOT = 00')	
- solidity blade area/swept area	:	10%	
- shaft tilt angle	:	5°	
- design tip speed ratio	:	5,5 : 1	

TOWER:

- description	:	self supporting circular sections
- options	:	18 m = 59 ft. or 24 m = 79 ft
- hub heights	:	18.5 = 60.7 ft. 24.5 = 80.4 ft.

FOUNDATION REQUIREMENTS:
(Foundation not included)

- tower base configuration	:	circular	
- options	:	24 m = 79 ft.	18 m = 59 ft.
- base dimensions	:	1.9 m 6.2 ft.	1.5 m = 4.9 ft.
- vertical force	:	110 kN = 24.700 lbf	(55) 83 kN = 18.660 lbf
- horizontal force	:	143 kN = 32.150 lbf	123 kN = 27.650 lbf
- moment	:	2634 kNm = 1.943 x 10^6 ftlbf 1.942735 FT.LBF	1836 kNm = 1.35 x 10^6 f



ELECTRICAL SYSTEM:

- grid/stand-alone operation	: only grid operation
- power factor	: 0,98/65kw 0,90/13KW
- generator large/small	
rated power output	: 65/13 kW (Ambient temp - 20°C to 40°C for rated out-put at 90% ambient temp [illegible] to 1000m a [illegible])
type	: Induction
voltage - phase	: 480V - 3 phase (overload protection [illegible])
Hz - rpm	: 60 Hz - 1200 rpm
- max inrush current (amps)	: 140 amp (Big Generator)
- max " " (")	: 40 amp (Small Generator)

TRANSMISSION:

- gearbox	: Benzler- Sala - shaft mounted (Type: 402 T.K.)
- gear ratio	: 1 : 22.31
- rated capacity/service factor	: 110 kW/1.7 (65 x 1.70 = 110,5 kW)
- system type/oil capacity	: Helical parallel shaft / 30 litres
- generator coupling	: Flexible ring type coupling and V-belts for small generator

BRAKE SYSTEMS:

- aerodynamical	: Blade tripbrakes activated af 20% overspeed
- mechanical	: Brake disc on main shaft
stopping time (approx)	: 3 sec.

YAW SYSTEM

- drive mechanism	: double reduction worm gear type (protection: overload relay)
- gear ratio	: 1638 : 1
- yaw rate	: 6.9 : 1
- motor size	: 0,37 kw (SERIE No: MOTORTYPE:)
- full Load (amp)	: 1amp

MONITORING/SAFETY SYSTEM:[xx]

The machine stops when folloving limits is exceeded.

- voltage	: 480 V = ±10% adjustable
- frequency	: 60 Hz = 1 Hz
- phase sequence	: =±10%
- generator	: temp. mac 130° C
- cable twists	: aut. retwist aud opstart
- vibrations	: reset on keyboard
- brake fluid control	

[xx] See options also

CONSTRUCTION:

- nacelle	: welded steel construction
- main shaft support	: spherical roller bearings
- finish/coler	
nacelle	: hot galvanized
tower	: hot galvanized
- sesign life	: 20 - 40 years

WEIGHTS: (in kg for lbf multiply by 2.2)

- tower options	: Section No 6. 2700 kg			24 m 79 ft tower
	- - 5 2100 -	18 m 59 ft. tower		
	- - 4 1300 kg			
	- - 3 850 kg			
- rotor (wet hub: 3..kg)	: 1380 kg (pr blade. 360kg)			
- nacelle	: 3000 kg			
- tower	: 6950 kg			
- totals	:11330 kg			

OPTIONS:

- performance evaluation and diagnostic system : self diagnostic system with performance data memory for windspeed, Megawatt and running hours. Data can be read out automatically or from each turbine as required.

INSTALLATION:

(average conditions assumed)

- recommended manpower	: two men and one crane including operator (CRANE SIZE: 8,3 metric tons Lifting height: 5 meters above turbine h HEIGTH. THIS REQ APPROX: 35-40US TON CRANE)
- estimated manhours	
for tower assembly	: } 16 hours
for nacelle and rotor assembly	: } 16 hours
- max. wind speed for safe installation	: 8 - 10 m/s

ESTIMATED MAINTENANCE:

- labor and materials : approx one man for 50 machines
  See maintenance checklist for BONUS Windturbines

SHIPPING DATA:

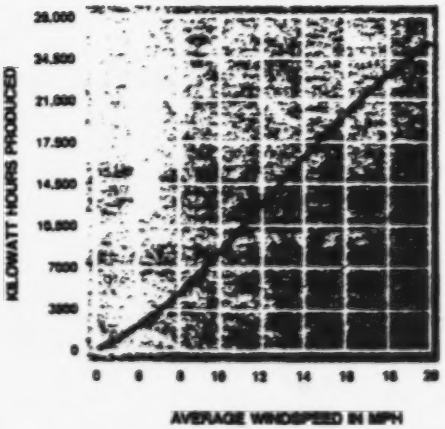
- tower options	
NO. of containers/unit	: one 40 ft container
net weight/unit (kg)	: 11,330 kg

ENERTECH® 21/5 SPECIFICATIONS

The ENERTECH 21/5 is the result of over seven years experience in designing, manufacturing and installing wind systems all over the world. It has been designed to take maximum advantage of moderate wind speeds — those that occur where people live. ENERTECH is the world's leading manufacturer of utility interface wind systems. Over 150 electric utility companies have approved the installation of ENERTECH systems.

System	ENERTECH 21/5
Type	Utility interface SWECS
Output power/ windspeed	4000 watts @ 22 mph (9.8 m/s) 5000 watts @ 28 mph (12.5 m/s)
Rotor orientation	Downwind
Rotor type	Fixed pitch
Axis of rotor	Horizontal
Rotor diameter	20'-7" (6.3 m)
Number of blades	3
Yaw control	None; rotates full 360° with wind
Windplant weight	700 lbs. (317.5 kg.)
Shipping weight	860 lbs. (390.1 kg.)
System design life	20 years

ANNUAL ENERGY OUTPUT



Operational Characteristics	
Start-up windspeed	11 mph (4.9 m/s)
Cut-in windspeed	7 mph (3.1 m/s)
Cut-out windspeed	50 mph (22.3 m/s)
Survival windspeed	120 mph (54 m/s)

Generator	
Type	Induction generator, nominal 230 VAC 60 Hz. sine-wave at all operating speeds
Output voltage	220/240 VAC - 1 Ø
Generator RPM	1800 cut-in; 1890 maximum

Transmission	
Type	2 stage in oil
Ratio	16.75:1

Control System	
Control panel	UL approved steel box with watt meter, windspeed indicator, solid state control, lightning protection, 3-way switch and mercury relay
Number of conductors from tower to control	4 (including ground), with 2 shielded anemometer leads

Rotor Speed Control	
Normal operating speed	Aerodynamic stall
High windspeed shutdown	Control system applies rotor brake
Emergency rotor overspeed	Blade tip brakes deploy

Specifications may change without notice. Output characteristics may vary due to specific site and climatic conditions.

ENERTECH Corp. • Post Office Box 420 • Norwich, Vermont 05055 • (802) 649-1145
Telex: 706433
• 379 Earhart Way • Livermore, Calif. 94550 • (415) 449-7227

ENERTECH
WIND SYSTEMS

Post Office Box 420 • Norwich, Vermont 05055 • (802) 649-1145

ENERTECH MODEL 44 WIND SYSTEMS - PERFORMANCE STATISTICS

Number of Systems Installed	209
Number of Windfarms	10
Total Rated Capacity	7.85 Megawatts
Average Turbine Availability	93% to date
Operating Hours to Date	643,600 (73.5 machine years)
Production to Date	9,272,000 kWh
Capacity Factor	Varies between .25 and .45

Altech I Windfarm, Altamont, California - Performance Statistics

Number of Systems Installed	144
Rated Capacity	5.76 Megawatts
Average Turbine Availability	94% to date
Total Operating Hours to date	413,000 (47 machine years)
Production to Date	7,000,000 kWh

Altech I represents 3.8% of the installed capacity in the Altamont Pass area. According to Pacific Gas and Electric figures, this windfarm has been consistently producing at least 6% of the total energy delivered to P. G. & E. by area producers. August 1984 production was 1,440,000 kWh, an average of 10,000 kWh per machine. Turbine availability averaged 97% during July and August of 1984 and stands at 98% for the first three weeks of September.

9/20/84

ENERTECH® 44/40 SPECIFICATIONS

System

	ENERTECH 44/40
Type	Utility interface SWECS
Output power/ windspeed	35 kW @ 25 mph (11.2 m/s) 40 kW @ 30 mph (13.4 m/s)
Rotor orientation	Downwind
Rotor type	Fixed pitch
Axis of rotor	Horizontal
Rotor diameter	44 feet (13.4 m)
Number of blades	3
Yaw control	None; rotates full 360° with wind
Windplant weight	4100 lbs. (1860 kg.)
Shipping weight	5020 lbs. (2277 kg.)
System design life	20 years

Operational Characteristics

Start-up windspeed	12 mph (5.3 m/s)
Cut-in windspeed	8 mph (3.5 m/s)
Cut-out windspeed	50 mph (22.3 m/s)
Survival windspeed	120 mph (54 m/s)

Generator

Type	Three phase induction generator, 480 VAC, 60 Hz. sine wave at all operating speeds.
Output voltage	480 VAC - 3 Ø
Generator RPM	1800 - cut-in 1840 - maximum

Transmission

Type	Planetary or triple reduction, helical
Ratio	1:32

Control System

Control panel	UL approved steel box with watt meter, windspeed indicator, solid state control, lightning protection, 3-way switch and mercury relay

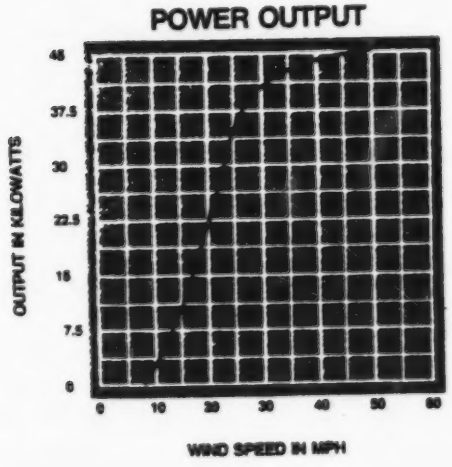
Brake

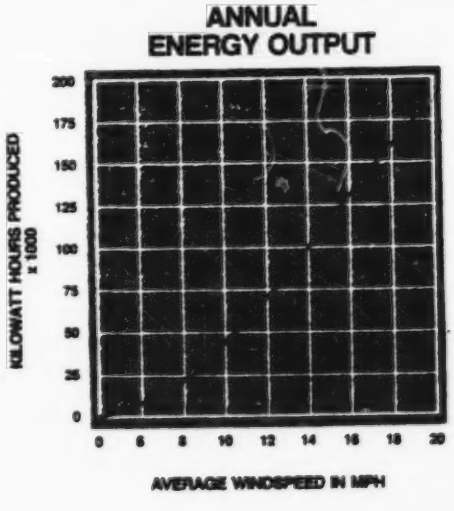
Type	2-stage; Electro-dynamic/mechanical disc
Actuation	Current and voltage sensor
Release	Relay and solenoid release
Braking torque	282 ft. lbs. - dynamic 75 ft. lbs. - static

Rotor Speed Control

Normal operating speed	Aerodynamic stall
High windspeed shutdown	Control system applies rotor brake
Emergency rotor overspeed	Blade tip brakes deploy

Specifications may change without notice. Output characteristics may vary due to specific site and climatic conditions.





Output may vary according to particular site characteristics. These production predictions are assumed for winds measured at hub-height, sea level air density and 60°F temperature.

ENERTECH Corp. • Post Office Box 420 • Norwich, Vermont 05055 • (802) 649-1145
Telex: 706433
• 379 Earhart Way • Livermore, Calif. 94550 • (415) 449-7227

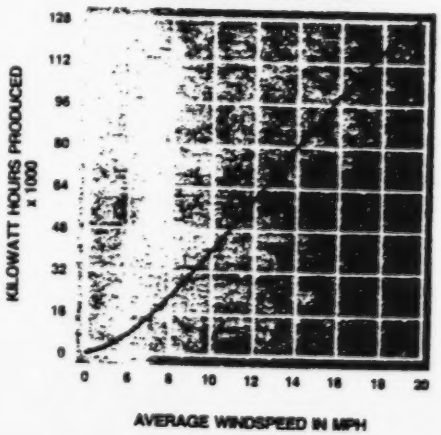
ENERTECH® 44/25

SPECIFICATIONS

The ENERTECH 44/25 is the production version of one of two Department of Energy design contracts awarded to ENERTECH Corporation. The system is designed to provide high power production in low to moderate wind areas. ENERTECH 44/25's installed to date have a history of exceptionally high reliability and power production.

System	ENERTECH 44/25
Type	Utility interface SWECS
Output power/ windspeed	20 kW @ 21.1 mph (9.4 m/s) 25 kW @ 30.0 mph (13.4 m/s)
Rotor orientation	Downwind
Rotor type	Fixed pitch
Axis of rotor	Horizontal
Rotor diameter	44 feet (13.4 m)
Number of blades	3
Yaw control	None: rotates full 360° with wind
Windplant weight	3550 lbs. (1610 kg.)
Shipping weight	4470 lbs. (2027.5 kg.)
System design life	20 years

ANNUAL ENERGY OUTPUT



Operational Characteristics	
Start-up windspeed	11 mph (4.9 m/s)
Cut-in windspeed	7 mph (3.1 m/s)
Cut-out windspeed	50 mph (22.3 m/s)
Survival windspeed	120 mph (54 m/s)

Generator	
Type	Single or three phase induction generator, nominal 230 or 460 VAC, 60 Hz. sine-wave at all operating speeds.
Output voltage	220/240 VAC - 1 Ø 440/480 VAC - 3 Ø
Generator RPM	1800 cut-in 1840 maximum

Transmission	
Type	Triple reduction, helical
Ratio	1:34.5

Control System	
Control panel	UL approved steel box with watt meter, windspeed indicator, solid state control, lightning protection, 3-way switch and mercury relay

Rotor Speed Control	
Normal operating speed	Aerodynamic stall
High windspeed shutdown	Control system applies rotor brake
Emergency rotor overspeed	Blade tip brakes deploy

Specifications may change without notice. Output characteristics may vary due to specific site and climatic conditions.

ENERTECH Corp. • Post Office Box 420 • Norwich, Vermont 05055 • (802) 649-1145
Telex: 706433

ENTETECH 44/60 OVERVIEW

I. PRODUCTIVITY

The Enertech 44/60 is the latest and most productive member of the Enertech 44 series of wind turbines. This model has been specifically designed for high energy wind sites - at a site with an 18 mph annual average, it will produce almost 25% more energy than the 44/40 model.

The 44/60 shares its rotor with the other members of the 44 series. It still has a comparatively low rotor speed, though the rpm is slightly higher than other E44 turbines. This allows the blades to be considerably more efficient at higher wind speeds with a minor decrease in efficiency at lower wind speeds as compared to the 44/40 (see attached graph).

II. DESIGN IMPROVEMENTS

In addition to higher output, the 44/60 includes features which represent Enertech's latest refinements to the 44 series. The electro dynamic brake is now mounted at ground level for easier service access, and a new modular control panel design simplifies multiple installations. All units are compatible with the Enertech Windfarm Monitoring System. The generator features a winding insulation system unmatched in the industry for moisture resistance and longevity. The new 44/60 is designed for extremely high reliability and excellent serviceability.

III. TEST RESULTS

Prototype 44/60 turbines have functioned flawlessly at East Coast and Mid-West sites. Output data indicates that actual performance has exceeded our theoretical predictions.

Individal components have been rigorously tested by Enertech, often in conjunction with our manufacturers. For example, Century Electric has bench tested the generator at 75 kw without overheating and Fairfield Manufacturing has shown the gearbox to be capable of handling 100 kW continuously. This is compared to the 65 kW maximum turbine output.

IV. WARANTEE/INSURANCE

Our optional insurance policy from Home Insurance is one of the best in the industry. Very few turbine manufacturers are capable of withstanding the close scrutiny that Home followd in their investigation of the E44/60.

Enertech continues to set industry standards in product design features, simplicity, and reliability.

ENERTECH 44/60/80 SST SYSTEM SPECIFICATIONS

SYSTEM:

Type	Utility Interface SWECS
Output Power & Windspeed	50 kw @ 28 mph 60 kw @ 35 mph
Axis of Rotor	Horizontal
Location of Rotor (with respect to tower)	Downwind
Number of Blades	3
Rotor Diameter	44 ft (13.4 m)
Centerline Hub Height	82 ft (25.0 m)
System Weight (less tower)	4,000 lbs (approximately)
Total System Weight (including 80' tower)	10,000 lbs (approximately)

PERFORMANCE PARAMETERS:

Cut-In Wind Speed	10 mph (4.5 m/s)
Cut-Out Wind Speed	50 mph (22 m/s)
Survival Wind Speed	120 mph (54 m/s)
Start-Up Wind Speed	13 mph (5.8 m/s)
Shut-Down Wind Speed	10 mph (4.5 m/s)
Annual Output @ 12 mph average wind @ 30 ft	113,200 kwh (100% availability)
Annual Output @ 15 mph average wind @ 30 ft	181,500 kwh (100% availability)
Annual Output @ 18 mph average wind @ 30 ft	241,500 kwh (100% availability)

WIND MACHINE:

ROTOR

Type	Fixed Pitch
Rotor Speed at Rated Power	67 rpm
Design Tip Speed Ratio	6.0/1 (occurs @ 18 mph wind speed)
Operational Tip Speed Ratio	

Rotor Solidity	.075
Blade Material	Wood/Epoxy Laminated, Fiberglass covered
Blade Airfoil Section	Clews/Zutek, Varying Thickness
Blade Chord	24 inches maximum, 20 inches tip
Blade Thickness	9.3 inches root, 2 inches tip
Blade Twist	5 1/2 degrees
Blade Length	21 ft (6.4 m)
Blade Weight (including blade tip brake assembly)	240 lbs
Total Rotor Weight	1200 lbs
Rotor Pre-Cone Angle	6 degrees
Rotor Axis Tilt from Horizontal	0 degrees

TRANSMISSION

Type	Planetary
Ratio (Rotor to Generator)	1:27.2
Lubrication	Wet Sump
Weight	800 lbs

GENERATOR

Type	Three Phase, Induction
Frame Size	NEMA 364TY
Maximum Output Power and Speed	65 kw @ 1830 rpm
Output Voltage and Frequency	480 VAC @ 60 Hz
Weight	450 lbs

POWER FACTOR CAPACITOR

Amount	17.5 KVAR providing .96 minimum power factor at any wind speed

BRAKE

Type	Electrodynamic first stage Multiple Dry-Disk second stage
Release	Electromagnetically Released
Braking Torque	360 lb/ft initial 105 lb/ft final
Weight	185 lbs

YAW SYSTEM

Yaw Control	None, Rotates Freely 360 degrees

ROTOR SPEED CONTROL

Normal Operation	Blades Stall in High Winds
Normal Shutdown	Control System Applied Brake
Emergency Back-Up	Blade Tip Brakes Deploy

TOWER

Type	Galvanized Self-Supporting
Height	80 ft (24.4 m)
Weight	6000 lbs (approximately)

MONTHLY AND ANNUAL ENERGY TABLE FOR ENERTECH 44/60

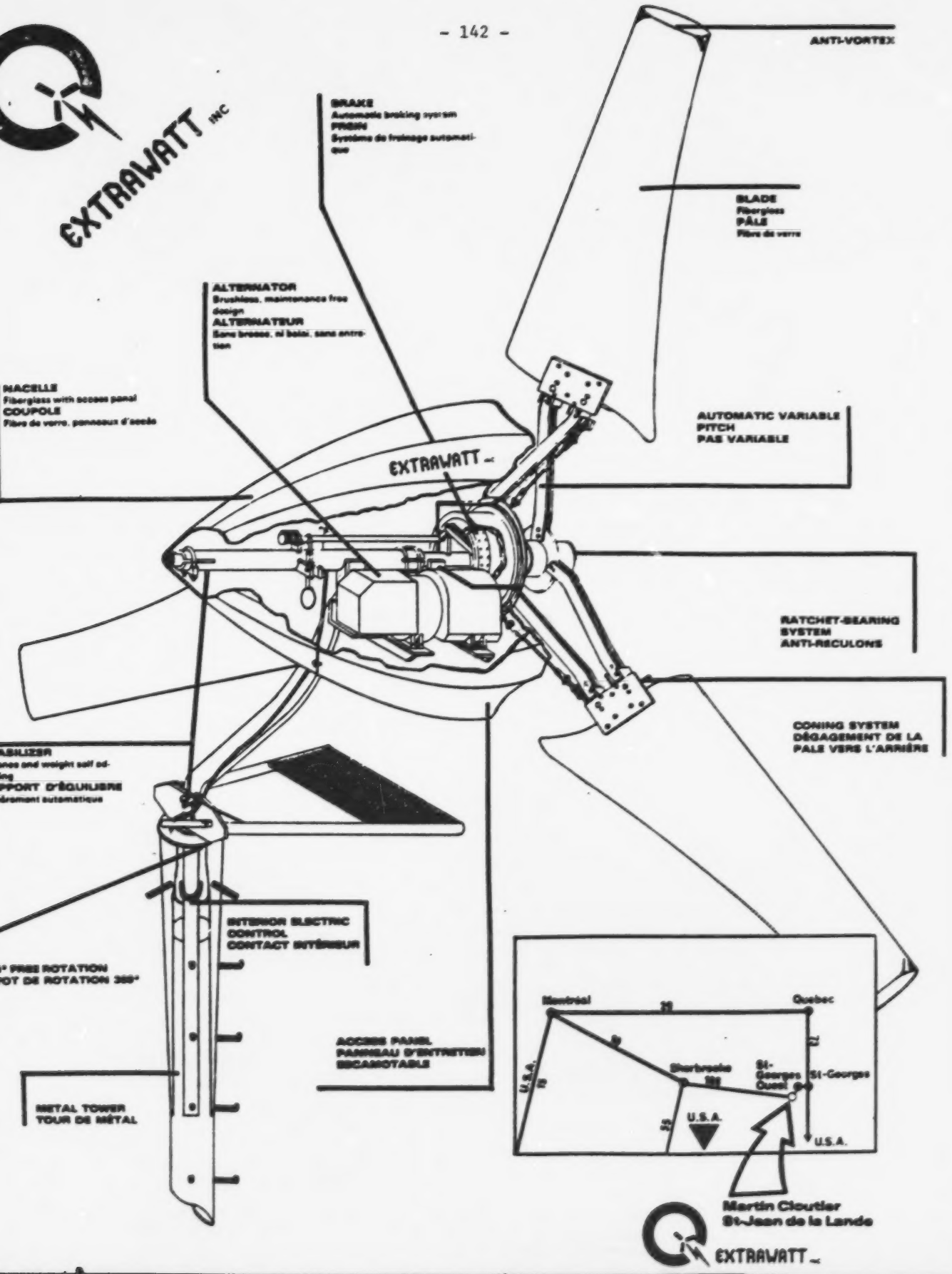
Sea Level, 60 degrees F, Rayleigh Wind Speed Distribution

Average Hub Height Wind Speed MPH	Net Energy Output in KWH (100% Availability) Monthly	Annually
6	330	4,000
7	825	9,900
8	1,575	18,900
9	2,560	30,700
10	3,750	45,000
11	5,100	61,200
12	6,600	79,000
13	8,150	97,700
14	9,800	117,000
15	11,400	137,000
16	13,000	156,500
17	14,600	176,000
18	16,200	194,500
19	17,700	213,000
20	19,150	230,000
21	20,500	246,000
22	21,800	261,500
23	22,950	275,500
24	24,000	288,000
25	25,000	300,000

THE EXTRAWATT POWER

EXTRAWATT

220 rue Principale — C.P. 15 B.P. Hamel, St-Jean de la Lande
Beauce-Sud, P. Qué., G0M 1E0 Tél.: (418) 228-5999
Martin Cloutier, prop.


EXTRAWATT INC
BRAKE
Automatic braking system
FREIN
Système de freinage automatique
ANTI-VORTEX
BLADE
Fiberglass
PÂLE
Fibre de verre
ALTERNATOR
Brushless, maintenance free design
ALTERNATEUR
Sans brosse, ni balai, sans entretien
NACELLE
Fiberglass with access panel
COUPOLE
Fibre de verre, panneaux d'accès
AUTOMATIC VARIABLE PITCH
PAS VARIABLE
EXTRAWATT
RATCHET-BEARING SYSTEM
ANTI-RECULONS
CONING SYSTEM
DÉGAGEMENT DE LA PALE VERS L'ARRIÈRE
ASHLIZER
PPORT D'ÉQUILIBRE
INTERIOR ELECTRIC CONTROL
CONTACT INTÉRIEUR
° FREE ROTATION
OT DE ROTATION 360°
ACCESS PANEL
PANNEAU D'ENTRETIEN ESCAMOTABLE
METAL TOWER
TOUR DE MÉTAL
Montreal
Quebec
Sherbrooke
St-Georges Ouest
St-Georges
U.S.A.
U.S.A.
U.S.A.
Martin Cloutier
St-Jean de la Lande
EXTRAWATT

EXTRAWATT XR 18.3 WIND TURBINE SPECIFICATIONS

ROTOR

Type..... Hawt
Number of blades... 3
Diameter..... 18 Ft.(5.5m)
Maximum speed..... 270 r.p.m.
Orientation..... Downwind
Hub height suggested. 40 Ft.(12.2m)

ALTERNATOR *

Type.....three phases, brushless induction generator.
Rating..... 15 KW
Voltage..... 240 V (AC)
Speed..... 1800 r.p.m.
Frequency..... 60 HZ

BLADE

Shape..... Slightly twisted and tapered
Lengt..... 76 inches(1.93m)
Swept area..... 254 Ft^2 (23.6m^2)
Tip speed..... 254 Ft/s (77.4m/s)
Material..... Reinforced fiberglass

GOVERNOR

Overspeed control... Mechanical blapitch.(twisted steel bars)
Yaw..... Mechanical free type.

TRANSMISSION

Type....." Dual system": 1- Timing belt increasing from 270 to 540 R.P.M.
2- Heavy duty single phase gear box increasing from 540 to 1800 R.P.M.

Ratio..... 1/6.67

PERFORMANCE

	Wind speed
Cut-in.....	8 m.p.h. (3.58m/s)
Rating.....	25 m.p.h. (11.18m/s)
Cut-out**	none
Design limit.....	100 m.p.h. (44.7m/s)

SHIPPING WEIGHT/DIMENSIONS

Dim.: 66 X 66 X 80 Ft.
(1.7 X 1.7 X 2.0 m.)

W. : 1000 pounds
(454 Kg.)

* See pages 16-17 for interconnection to grid.

** Ice and vibrations emergency brake.

Type M22

Technical data

Micon

Micon M 22 produces electricity with normal grid-frequency and voltage. This model is available with a 22 kW asynchronous generator in two versions:

a) With asynchronous generator for connection to the public grid, so the grid is used as the accumulator.
b) With self-magnetising asynchronous generator for use in isolated and out-of-the-way localities where no public electricity supply is available. For example an installation together with a small diesel generator to cover minimum energy needs in periods at low wind speeds.

This kind of arrangement would be very suitable to provide power drinking water pumps or for irrigation purposes in developing countries.

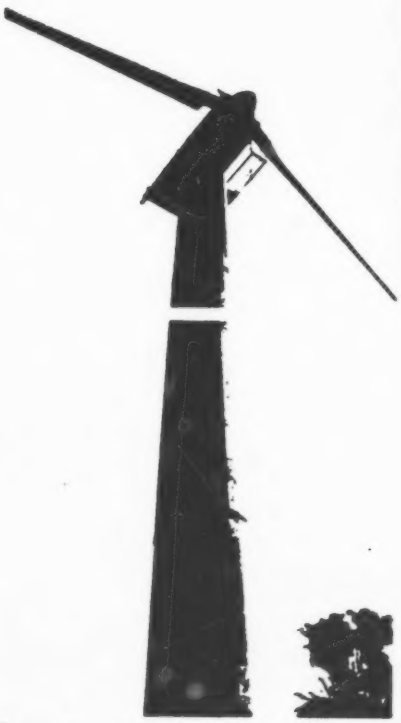
Overall data:
Cut-in wind speed: Approx. 4 m/s / 9 mph.
Cut-out wind speed: None (stall regulated)
Survival wind speed: 50 m/s / 112 mph.
Tip speed: 39 m/s / 85 mph.
Rotor speed: RPM fixed
Tilt angle of nacelle: 4 degrees.

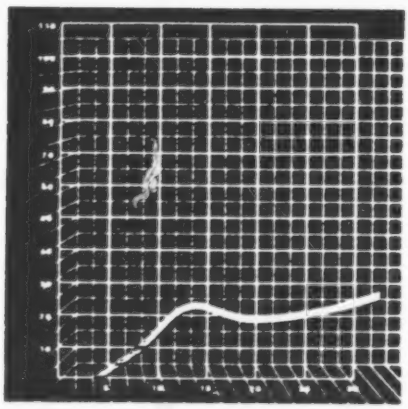
Gear:
Gear ratio: 16:1.
Rating: 55 kW
Type: Parallel shafts.
No. of steps: 2 stage.

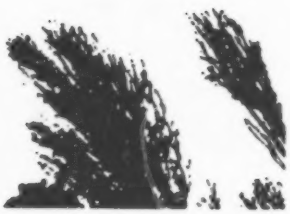
Generators:
Rated generator power: 22 kW at approx. 17 m/s – 37 mph
Type: Asynchronous, three-phase 380 volts AC, 50 Hz.
Rpm's: 1000.

Tower:
Height: 18 m. / 59 ft.
Hub height: Approx. 19 m. / 62 ft.
Weight: Approx. 2.500 kg / 5,500 lbs.
Material: Hot-dip-galvanised steelplate.
Safety/security: Nacelle reached by ladder inside tower. Safety belt and safety line with fall securing device. Lockable door to keep out unauthorized personnel.

Control panel:
Location: Mounted safely inside tower, where it is protected against corrosion and unauthorized admission.
Function: Ensures automatic engagement of generators. Push-buttons with text for simple operation and checking of the turbine.
Display with indication of faults ensure quick trouble-shooting in the event of stoppage or breakdown.
Automatic start-up after grid failure.
Micon wind-turbines are equipped as standard with capacitors, improving cos. Φ to 0.96.
Excess voltage protection by means of lightning arresters.
Electronic engaging equipment to restrict current impulses on engagement to 2.6 × top loading of generator.







Blades:
Number: 3.
Diameter: 9.8 m. / 32 ft.
Swept area: Approx. 78 sq.m / 840 sq.ft.
Material: Fiberglass reinforced polyester.

Nacelle:
The main frame is made of rugged steel beams, supporting the main shaft, gearboxes, generator and brake systems.

Weight: Approx. 2,200 kg / 4,850 lbs.
Yawing system: Utilizes a gear motor. Wind vane ensures blades are held at an optimal angle against the wind.

Safety systems:
1. Centrifugally activated blade-tip brakes.
2. Electro-mechanical "fail-safe" disc brake.
3. Grid control of:
   a) Voltage 380 V ± 10%
   b) Frequency 50 Hz ± 1 Hz
   c) Phase equality control.
4. Over-speed control on rotor that activates disk brake.
5. Thermo-detector in generator.
6. Vibration control switch.
7. Automatic un-twisting of cables.
8. Thermo relay for yaw-gear motor.
9. 90° yaw of nacelle in case of malfunction.
10. Automatic stop for worn brake pads.
11. Automatic start-up in the event of grid failure.
12. Self diagnostic in case of failure. Display indicates failure code.
13. Ready to be linked via modem with computer management system.
14. Built-in data-processor.

Micon Wind Turbines, Inc.

P.O. Box 931
Tracy, California 95378-0931
Phone: (415) 443-1660

Moerup Industrial Windmill Company, Micon A/S

Volstrupvej 13, Svinding
DK-8900 Randers - Denmark
Phone 45-6-46 60 44

Type M60/13/US

Technical data

Micon

The advanced technology of the Danish windturbines has led to a great demand for the turbines abroad, especially in the USA. Micon 60/13 is a Danish-produced wind turbine of a simple and elegant design. The wind-turbine has an advanced construction and high performance. All the components in the wind-turbine have been selected with the aim of ensuring a long life – approx. 25 years. Further the supporting elements in the wind-turbine structure have been hot-dip-galvanised. Bearings, gears and generators are life time lubricated and make the turbine virtually maintenance-free. All functions are controlled by means of a thoroughly tested micro-processor. Micon control panels have been designed to be linked up via the telephone system to a computer management system, recording the performance of the windturbines and further allows remote operation of the machines.

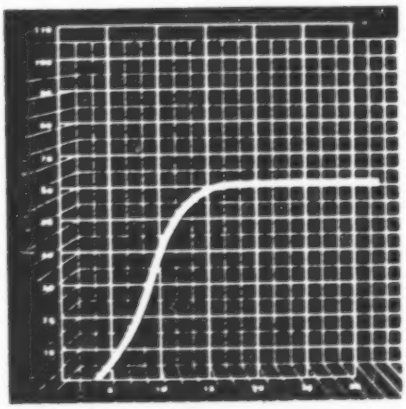
Overall data:
Cut-in wind speed: Approx. 4 m/s / 9 mph.
Cut-out wind speed: None (stall regulated).
Survival wind speed: 50 m/s / 112 mph.
Tip speed: 40 m/s / 90 mph.
Rotor speed: RPM fixed for both generators.
Tilt angle of nacelle: 4 degrees.

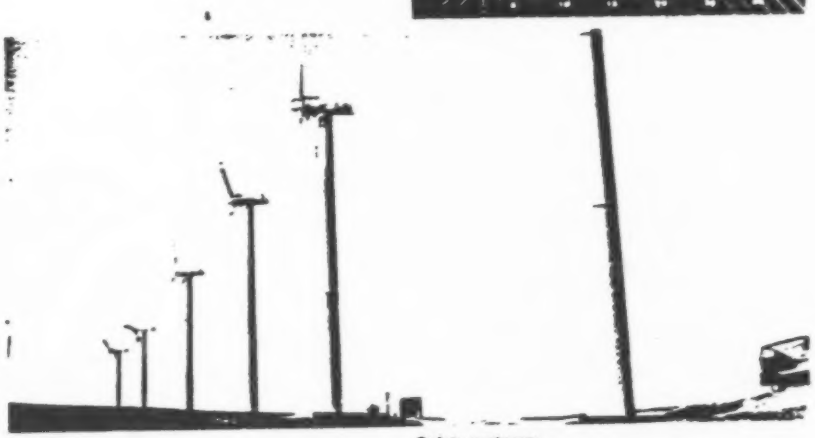
Gear:
Gear ratio: 25:1.
Rating: 120 kW.
Type: Parallel shafts.
No. of steps: 3 stage.

Generators:
Rated generator power:
Main generator: 60 kW at approx. 15 m/s – 33 mph.
Secondary generator: 13 kW (only in operation at low windspeeds).
Type: Asynchronous, three-phase 480 volts AC, 60 Hz.
Rpm's: 1200.

Tower:
Height: 22 m. / 72 ft.
Hub height: Approx. 23 m. / 75 ft.
Weight: Approx. 6.500 kg / 14.500 lbs.
Material: Hot-dip-galvanised steelplate.
Safety: Nacelle reached by ladder inside tower. Safety belt and safety line with fall securing device. Lockable door.

Control panel:
Location: Mounted safely inside tower, where it is protected against corrosion and unauthorized admission.
Function: Ensures automatic engagement of generators. Push-buttons with text for simple operation and checking of the turbine.
Display with indication of faults ensure quick trouble-shooting in the event of stoppage or breakdown.
Automatic start-up after grid failure.
Micon wind-turbines are equipped as standard with capacitors, improving cos. φ to 0.95.
Excess voltage protection by means of lightning arresters.
Electronic engaging equipment to restrict current impulses on engagement to 2.6 x top loading of generator.





Nacelle:
The main frame is made of rugged steel beams, supporting the main shaft, gear, generators etc.

Weight: Approx. 4.500 kg / 10.000 lbs.
Yawing system: Utilizes a gear motor. Wind vane ensures blades are held at an optimal angle against the wind.

Rotor:
Number of blades: 3.
Diameter: 16 m. / 52.5 ft.
Swept area: Approx. 200 sq.m / 2,153 sq.ft.
Twist angle: 12 degrees.
Pitch: Fixed.
Material: Fiberglass reinforced polyester.

Safety systems:
1. Centrifugally activated blade-tip brakes.
2. Electro-mechanical "fail-safe" disc brake.
3. Grid control of:
   a) Voltage 480 V ± 10%
   b) Frequency 60 Hz ± 1 Hz
   c) Phase equality control.
4. Over-speed control on rotor that activates disc brake.
5. Thermo-detector in large generator.
6. Thermo-detector in small generator.
7. Vibration control switch.
8. Automatic un-twisting of cables.
9. Thermo relay for yaw-gear motor.
10. 90° yaw of nacelle in case of malfunction.
11. Automatic stop for worn brake pads.
12. Automatic start-up in the event of grid failure.
13. Thermo relay for small generator.
14. Self diagnostic in case of failure. Display indicates failure code.
15. Ready to be linked via modem with Computer Management System.
16. Built-in data-processor.

Micon Wind Turbines, Inc.

P.O. Box 931
Tracy, California 95376-0931
Phone: (415) 443-1650
Telex: 289624

Moerup Industrial Windmill Company, Micon A/S

Volstruvvej 13, Svinding
DK-8900 Randers - Denmark
Phone 45-6-46 60 44
Telex 65 120
Bankers:

Type M100/US

Technical data

Micon

Micon M100 is a further development of type M60/13, with the same simple and rugged construction, the same elegant design, and the same strength – so that this wind-turbine can also be used on islands in areas exposed to fierce wind-speeds. The construction has been developed with a view to export for use in wind farms as a follow-up from type M60/13.
It is obviously also very suitable as a coop-windmill for a group of family dwellings, for industrial use or in agricultural applications. The rotor is a well-constructed strong, efficient and especially quiet unit. All the components in the wind-turbine have been selected with the aim of ensuring a long design life. Further the supporting elements in the wind-turbine structure have been hot-dip-galvanised. Bearings, gears and generator are life-time lubricated and make the turbine virtually maintenance-free. All functions are controlled by means of a thoroughly tested micro-processor. Micon control panels have been designed to be linked up via the telephone system to a computer management system recording the performance of the windturbines and further allows remote operation of the machines.

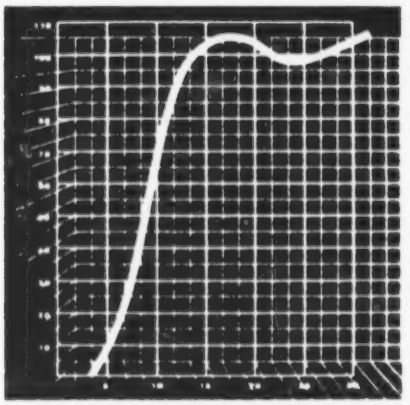
Overall data:
Cut-in wind speed: Approx. 4 m/s / 9 mph.
Cut-out wind speed: None (stall regulated).
Survival wind speed: 50 m/s / 100 mph.
Tip speed: 45 m/s / 101 mph.
Rotor speed: RPM fixed
Tilt angle of nacelle: 4 degrees.

Gear:
Gear ratio: 27:1.
Rating: 225 kW.
Type: Parallel shafts.
No. of steps: 2 stage.

Generators:
Rated generator power: 108 kW at approx. 20 m/s – 45 mph.
Type: Asynchronous, three-phase 480 volts AC, 60 Hz.
Rpm's: 1200.

Tower:
Height: 22 m / 72 ft.
Hub height: Approx. 23 m. / 75 ft.
Weight: Approx. 7.200 kg / 15.876 lbs.
Material: Hot-dip-galvanised steelplate.
Safety: Nacelle reached by ladder inside tower. Safety belt and safety line with fall securing device. Lockable door.

Control panel:
Location: Mounted safely inside tower, where it is protected against corrosion and unauthorized admission.
Function: Ensures automatic engagement of generators. Push-buttons with text for simple operation and checking of the turbine.
Display with indication of faults ensure quick trouble-shooting in the event of stoppage or breakdown.
Automatic start-up after grid failure.
Micon wind-turbines are equipped as standard with capacitors, improving cos. Φ to 0.96.
Excess voltage protection by means of lightning arresters.
Electronic engaging equipment to restrict current impulses on engagement to 2.8 × top loading of generator.



Nacelle:
The main frame is made of rugged steel beams, supporting the main shaft, gearboxes, generator and brake system.

Weight: Approx. 6.250 kg / 13.780 lbs.
Yawing system: Utilizes a gear motor. Wind vane ensures blades are held at an optimal angle against the wind.

Rotor:
Number of blades: 3.
Diameter: 19 m. / 62 ft.
Swept area: Approx. 284 sq.m / 3.057 sq.ft.
Twist angle: 16 degrees.
Pitch: Fixed.
Material: Fiberglass reinforced polyester.

Safety systems:
1. Centrifugally activated blade-tip brakes.
2. Electro-mechanical "fail-safe" disc brake.
3. Grid control of:
   a) Voltage 480 V ± 10%
   b) Frequency 60 Hz ± 1 Hz
   c) Phase equality control.
4. Over-speed control on rotor that activates disc brake.
5. Thermo-detector in generator.
6. Vibration control switch.
7. Automatic un-twisting of cables.
8. Thermo relay for yaw-gear motor.
9. 90° yaw of nacelle in case of malfunction.
10. Automatic stop for worn brake pads.
11. Automatic start-up in the event of grid failure.
12. Self diagnostic in case of failure. Display indicates failure code.
13. Ready to be linked via modem with Computer Management System.
14. Built-in data-processor.

Micon Wind Turbines, Inc.

P.O. Box 931
Tracy, California 95376-0831
Phone: (415) 443-1650
Telex: 289824

Moerup Industrial Windmill Company, Micon A/S

Volstrupvej 13, Svinding
DK-8900 Randers - Denmark
Phone 45-6-46 60 44
Telex 65 120
Bankers:
Privatbanken

ESI 54-S

Technical Specifications

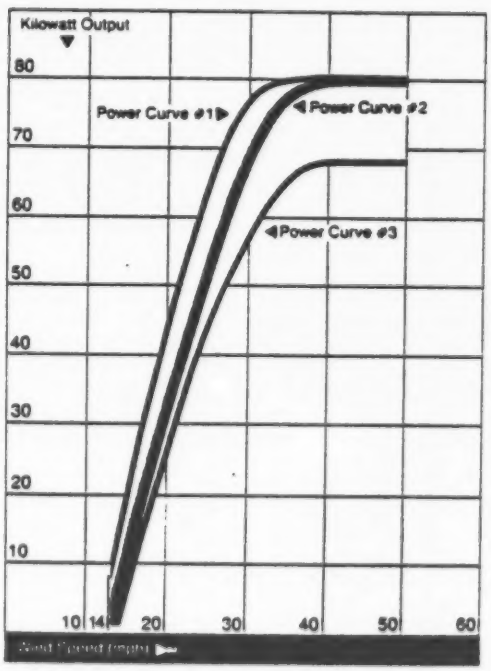
The ESI-54-S wind turbine is a two-bladed, fixed pitch, free yaw, downwind system featuring wood epoxy composite rotor blades. The high performance airfoil assures maximum wind energy capture. The fixed pitch blades are attached to the main shaft through a teetering rotor hub, providing a system that minimizes expensive complicated rotor controls while reducing loads and assuring longer turbine life. Aerodynamic tip brakes are electromagnetically released for fail-safe rotor overspeed control.

The ESI-54-S utilizes a standard drive chain, step-up gear box and induction generator. The UL approved control system is mounted at the base of the freestanding open truss, hinged tower, facilitating maintenance operations.

Estimated Annual KWHR Output In Thousands

Annual Wind Speed	Power Curve #1	Power Curve #2	Power Curve #3
12	125	86	73
13	154	110	94
14	181	135	115
15	207	160	136
16	230	184	157
17	249	208	177
18	266	230	195
19	283	250	212
20	288	270	228
21	295	283	241
22	299	296	252

1. Predicted energy is 100% availability
2. Predictions are computer generated using standard Rayleigh Distribution and power curves shown at left.
3. Individual site characteristics will cause variations from these predictions and must be evaluated on an individual basis.



ESI-54-S **Power Curve**

Curve #1
1/7 power law correction of actual power curve. Wind speed taken at 30 feet.

Curve #2
400' altitude actual power curve. Wind speed taken at 80 feet hub height.

Curve #3
5000' altitude standard correction. Wind speed taken at 80 feet hub height.

General Specifications

Rotor
Configuration: 2 bladed, downwind, fixed pitch
Teeter Hinge: Teeter Damper
Diameter: 54 Feet
Blade Material: Wood Epoxy
Rotor Speed: 90 RPM
Airfoil: NACA 23000 Series

Transmission
Type: Planetary
Ratio: 20.6 : 1

Brake
Normal: Mechanical Disc, Spring Applied
Overspeed: Aerodynamic Tip Brakes

Generator
Type: Induction
Rating: 85 kW
Voltage: 480
Frequency: 60 HZ
Number of Phases: 3

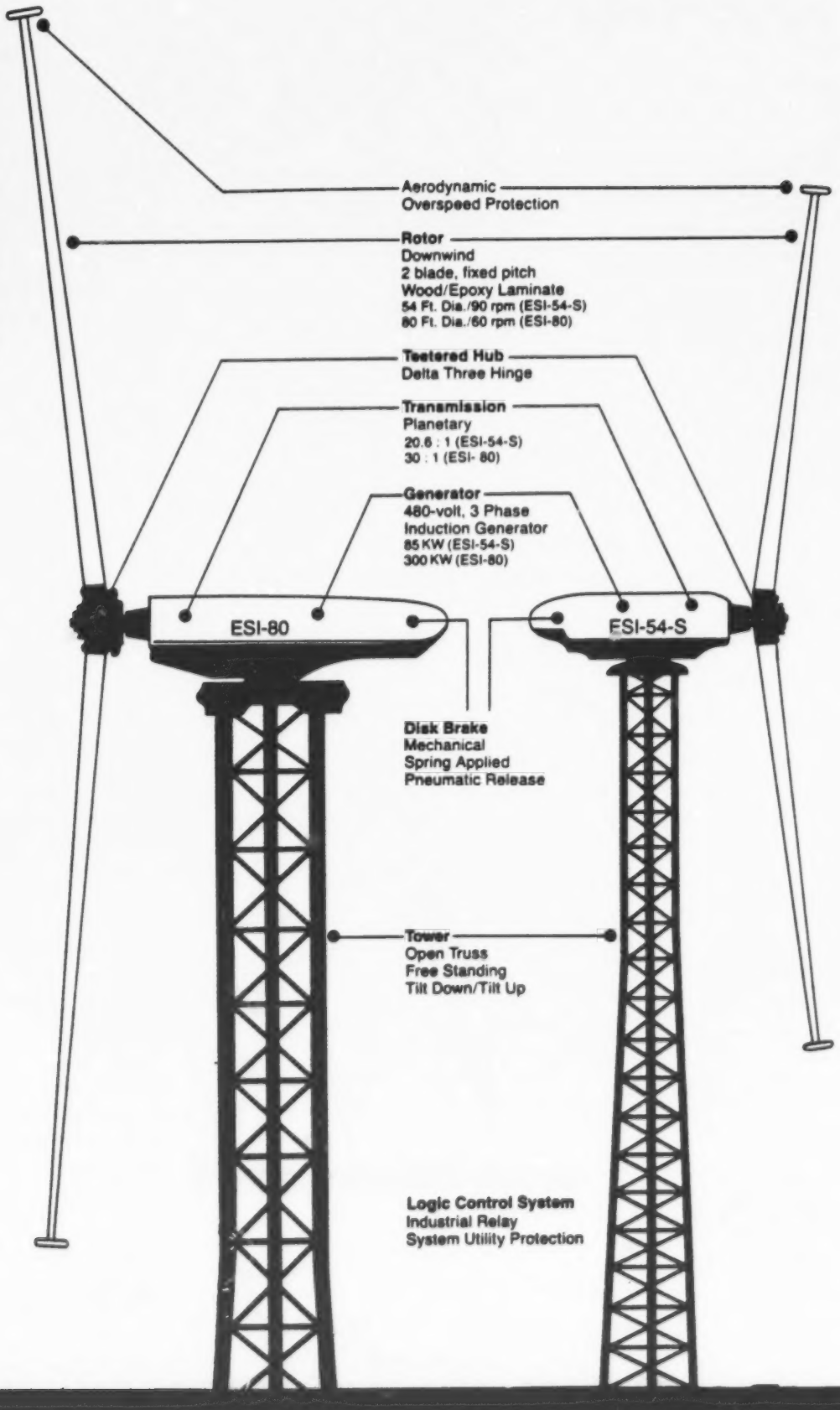
Yaw Characteristics
Type: Free yaw with Slip Ring or Drooped Cable

Tower
Type: Open-Truss, Free Standing Tilt Down Tilt Up
Height: 80 Feet, 100 Feet

Controls
Type: Logic Relay, UL Approved

ESI inc.
500 Valley Way Milpitas, CA
408-945-9922

Making
The Most
Of Growth
Technology



ESI-80

Technical Specifications

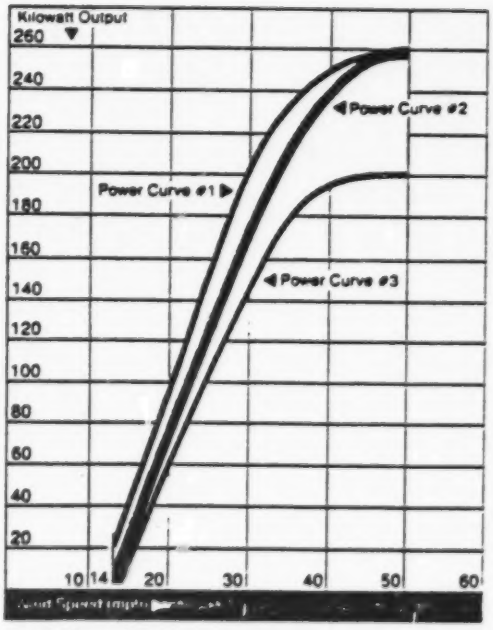
The ESI-80 wind turbine is a two-bladed, fixed pitch, free yaw, downwind system featuring wood epoxy composite rotor blades. The high performance airfoil assures maximum wind energy capture. The fixed pitch blades are attached to the main shaft through a teetering rotor hub providing a system that minimizes expensive complicated rotor controls while reducing loads and assuring longer turbine life. Aerodynamic tip brakes are electromagnetically released for fail-safe rotor overspeed control.

The ESI-80 utilizes a standard drive chain, step-up gear box and induction generator. The UL approved control system is mounted at the base of the freestanding open truss, hinged tower, facilitating maintenance operations.

Estimated Annual KWHR Output in Thousands

Annual Wind Speed	Power Curve #1	Power Curve #2	Power Curve #3
12	296	192	161
13	367	247	203
14	440	306	248
15	514	368	295
16	588	432	345
17	660	496	395
18	731	560	446
19	800	624	497
20	864	686	548
21	924	746	597
22	980	803	643

1. Predicted energy is 100% availability.
2. Predictions are computer generated using standard Rayleigh Distribution and power curves shown at left.
3. Individual site characteristics will cause variations from these predictions and must be evaluated on an individual basis.



ESI-80 Power Curve

Curve #1
1/7 power law correction of actual power curve. Wind speed taken at 30 feet.

Curve #2
400' altitude actual power curve. Wind speed taken at 80 feet hub height.

Curve #3
5000' altitude standard correction. Wind speed taken at 80 feet hub height.

General Specifications

Rotor
Configuration: 2 bladed, downwind, fixed pitch
Teeter Hinge: Teeter Damper
Diameter: 80 Feet
Blade Material: Wood Epoxy
Rotor Speed: 60 RPM
Airfoil: NASA LS (1)

Transmission
Type: Planetary
Ratio: 30 : 1

Brake
Normal: Mechanical Disc, Spring Applied
Overspeed: Aerodynamic Tip Brakes

Generator
Type: Induction
Rating: 300 KW
Voltage: 480
Frequency: 60 HZ
Phasing: 3 Phase

Yaw Characteristics
Type: Free Yaw with Drooped Cable

Tower
Type: Open Truss, Free-Standing Tilt Down Tilt Up
Height: 80 Feet

Controls
Type: Logic Relay, UL Approved

ESI Inc.
500 Valley Way Milpitas, CA
408-945-9922

Conditions of Supply

Pt. 1

Wind turbine assembled, erected and run-in on site consisting of (main parts):

1.1 **Description of Components**

	Specification	Manufacturer
Rotor	Diameter 17.0 mtrs	Vestas
Gear mechanism	DIN 150 kW	Flender
Main generator	90 kW	Asea
Small generator	19 kW	Asea
Yawing gear	2 stage worm gear	BJ-fabrikken
Electrical control unit	Microprocessor or relay based	Vestas
Tower	Type lattice height 23.4 mtrs	Vestas
	Type tubular height 22.5 mtrs	Vestas

1.2 Cables from machine in rotor assembly to electrical control unit. Specified according to
1 Standard as per electrical data
2 Special control positioning as per electrical data.

1.3 Complete electrical control unit, standard instrumentation.
Display and total operation hours' counter.

1.4 Anti-fall safety device and safety belt approved by the Directorate of Labour Inspection.

Pt. 2 Foundation

2.1. Vestas supplies standard drawings and instructions for making the foundation.

2.2 If ordered 1 week in advance Vestas will send foundation bolts and template for fixing the bolts when founding is started. The template remains Vestas' property.

Pt. 3 Not included in the Delivery

The following is not included in Vestas' delivery:

3.1. Establishment of mains back-up and/or external installations to mains and premises. Control equipment consisting of electricity meter, main switch, collars (Cu-Al) or installation of these. (Please see electrical data)

3.2 Cabinet or housing for the protection of control equipment and the electrical control unit as supplied by Vestas. This must be waterproof and lockable.

3.3 Possible extra costs incurred from establishing firm road to the place of erection, e.g. laying down track plates, assistance from contracting or crane firms. These stipulations are valid regardless of the cause of the conditions.

3.4 Special dimensions of foundations and soil analysis.

3.5. The buyer is responsible for adequate insurance cover (fire and loss of or damage to machine). However, Vestas Energy A/S is responsible for the turbine (loss, damages etc.) until it has been erected and connected to and tested on the mains by Vestas.

Buyer Seller

3. Screen

The machine is covered by a closed fibre-glass screen resting on a rubber strip on the edge of the machine frame.

This type of complete screening ensures optimum protection against weather conditions and also prevents noise from the machine being transmitted through the air. The screen has been provided with ventilations holes necessary to ensure effective cooling of the generators and the gear machanism.

The screen is hinged to the back edge of the frame and is equipped with control levers at the side. An open screen provides effective shelter when work is in progress in the nacelle of the turbine.

4. Eletrical Control Unit

1. Power unit
2. Operating and control unit
3. Mains connections and consumption
4. Cables for nacelle

The control panel (fig. 2) comprising the electrical control and monitoring of the wind turbine, consists of 2 main modules:

(1) Power unit and (2) Operating and control unit.

Microprocessor

Operating and control unit is placed on a flow diagram protected by a door of transparent acrylic. On the flow diagram all necessary instruments are situated including hour counter for the monitoring of the operation of the turbine. On a display wind velocity, rotor speed, and kW are indicated. The current state of the braking and yawing motors is indicated on the display (at a relay based control unit the indication takes place by indicator lamps) which shows which safety functions have activated braking and 90° yawing. This feature offers considerable advantages when locating faults.

5. Yawing System (pos. 9, 10, and 11, fig. 1)

Yawing is effected by a motor driving the yawing gear mechanism. During normal operation, yawing is controlled by an electronic wind vane.

The frame rests on the yawing tooth plate (pos. 10 fig. 1) by 4 nylon blocks (pos. 11, fig. 1). This system provides suitable friction preventing eccentric rotor stress from putting unreasonable stress on the yawing gear mechanism.

6. Main Data

Vestas 17-75 kW	
Rotor diameter	17.0 mtrs
Swept area	227 m²
Blade type	Vestas 8.5 mtrs
Rotor speed (synchronic)	36/48 r.p.m.
Generator speed	1000 r.p.m.
Gear ratio	1:22.2
Generator output	90/19 kW
Wind vane	Electronic Vestas

7. Safety Equipment

On turbines with lattice towers a safety line with an anti-fall device is fitted in order to meet security regulations as stipulated by the Directorate of Labour Inspection.

2. Brake system

The mechanical brake (pos. 3. fig. 1) slows down the turbine in cases where the control system registers mechanical or electrical faults in the operation of the turbine

The brake system comprises:

- disc brake mounted on the propeller shaft between the rear casing and the gear mechanism
- 3 hydraulic brake calipers
- hydraulic unit (pos. 4. fig. 1) comprising pump, oil tank, accumulator, pressure switches, and control valve.

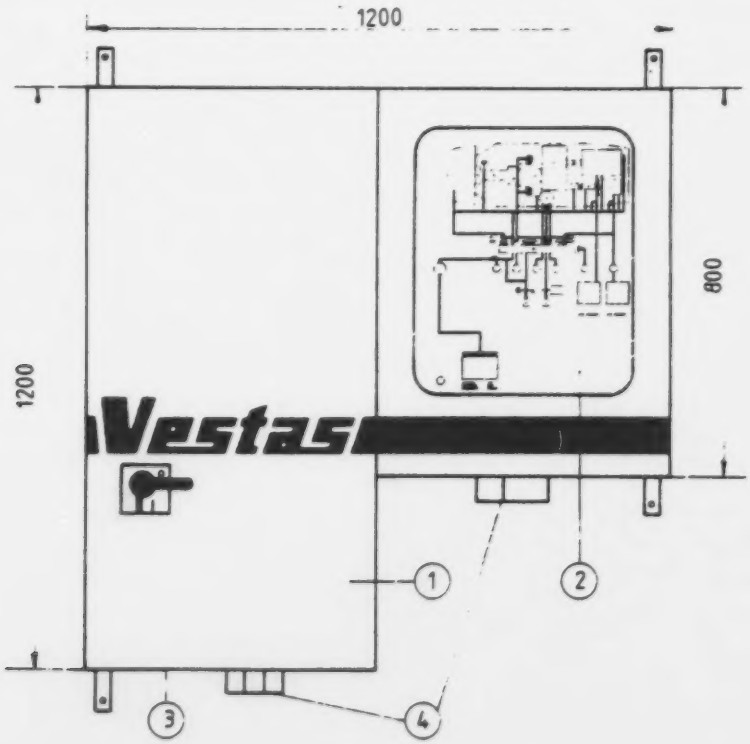
The brake system operates in the following way:

The hydraulic unit forms an energy reservoir in that the oil is stored in the accumulator under pressure. This means that pressurized oil will be available for the braking process independently of the electricity supply. The control valve regulates the oil supply to the three brake calipers so that they are released when the turbine is running and are supplied with pressurized oil when the turbine is to be slowed down. The control system of the turbine monitors the hydraulic pressure ensuring the required braking pressure.

Positioning of the disc brake on the propeller shafts has the advantage that there is no stress on the gears during the braking process.

Control panel

Fig. 2



Product Description Vestas Wind Turbines

Type Vestas 17-75 kW

17 m rotor diameter

This model was commercially introduced in August 1984 and does not differ significantly from previous models.

The product will be described according to the following main areas:

1. Machine structure and transmission
2. Brake system
3. Screen
4. Electrical control unit
5. Yawing system

1. Machine structure

The nacelle is mounted on the hub of the turbine which is supported by the propeller shaft (pos. 2. fig. 1). This shaft is independently suspended in 2 casings (spherical roller bearings) absorbing both radial force as well as longitudinal force from the propeller. The disc brake (pos. 3. fig 1) is mounted direct behind the rear casing. This means that braking is effected on the propeller shaft itself with a resulting absence of stress on the gear mechanism.

The gear mechanism (pos. 5. fig. 1) is a purpose-made 2-stage hollow shaft gear mounted on the propeller shaft with a clamp device. The torque on the gear casing is transmitted to the machine chassis (pos. 12. fig. 1) by means of 2 flexible torque tie-bars, one in either side. The high-speed gear shaft is connected to the main generator (pos. 7. fig. 1) by means of a flexible coupling (pos. 6. fig 1) which can absorb both axial-radial and angular displacements between the shafts. Power transmission to the small generator takes place via a V-belt drive (pos. 8. fig 1) mounted on the back of the generators.

The nominal speed of the generators is 1000 r.p.m. This number of revolutions has been chosen with a specific view to reduce the noise level of the gears to a minimum and in order to minimize the dynamic stress on the transmission parts.

The most significant advantages of this structure are

1. Sturdy and simple construction
2. All main components of the machine can be removed without taking down the rotor
3. The construction ensures lower operating costs in connection with servicing and repairs

Machine structure

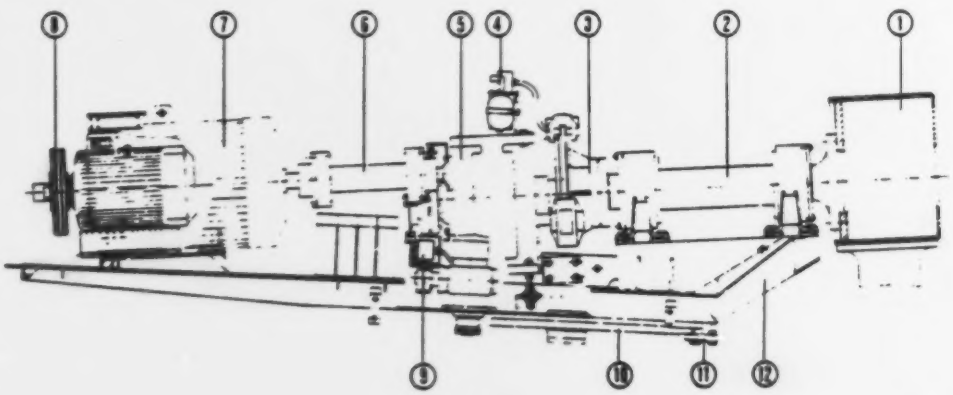


Fig. 1

2. Brake system

The mechanical brake (3, fig. 1) slows down the turbine in cases when the control system registers mechanical or electrical faults in the operation of the turbine.

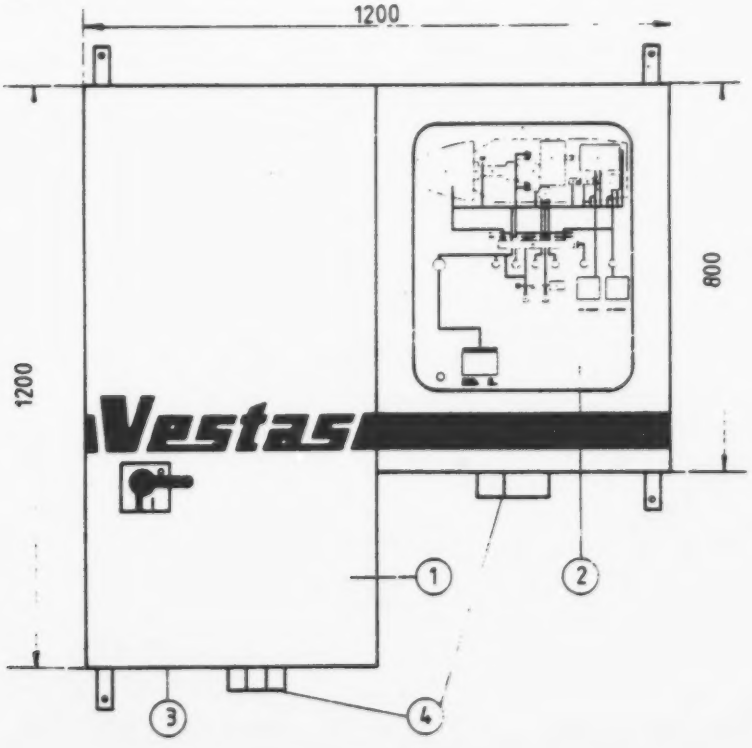
The brake system comprises:
- disc brake mounted on the propeller shaft between the rear casing and the gear mechanism.
- 3 hydraulic brake calipersmonted symmetrically in relation to the disc.
- the hydraulic unit (11, fig. 1) comprising a pump, an oil tank, an accumulator, pressure switches, and control valve.

The brake system operates in the following way:
The hydraulic unit forms an energy reservoir in that the oil is stored in the accumulator under pressure. This means that pressurized oil will be available for the braking process independently of the electricity supply. The control valve regulates the oil supply to the two brake calipers so that they are released when the turbine is running and are supplied with pressurized oil when the turbine is to be slowed down. The control system of the turbine monitors the hydraulic pressure ensuring the required braking pressure.

Positioning of the disc brake on the propeller shafts has the advantage that there is no stress on the gears during the braking process.

Control panel

Fig. 2



Product Description Vestas Wind Turbines

Type Vestas 15-55 kW
15 m rotor diameter

This model was commercially introduced in August 1981 and differs significantly from previous models. The product will be described according to the following main areas:

1. Machine structure and transmission
2. Brake system
3. Screen
4. Electrical control unit
5. Yawing system

1. Machine structure

The nacelle is mounted on the hub of the turbine which is supported by the propeller shaft (2, fig. 1). This shaft is independently suspended in 2 casings (spherical roller bearings) absorbing radial force as well as longitudinal force from the propeller. The disc brake (3, fig 1) is mounted direct behind the rear casing. This means that braking is effected on the propeller shaft itself with a resulting absence of stress on the gear mechanism.

The gear mechanism (4, fig. 1) is a traditioneal 2-3-stage gear suspended with rigid coupling direct on the propeller shaft. The torque on the gear casing is transmitted to the machine chassis (9, fig. 1) by means of 2 flexible torque tie-bars, one in either side. The high-speed gear shaft is connected to the main generator (6, fig. 1) by means of a transmission shaft system (5, fig 1) which can absorb both axial-radial and angular displacements between the shafts. Power transmission to the small generator takes place via a V-belt drive (7, fig. 1) mounted on the back of the generators.

The nominal speed of the generators is 1000 r.p.m. This number of revolutions has been chosen with a specific view to reduce the noise level of the gears to a minimum and in order to minimize the dynamic stress on the transmission parts.

The most significant advantages of this structure are

1. Sturdy and simple construction
2. All main components of the machine can be removed without using a mobile crane and without taking down the rotor.
3. The construction ensures lower operating costs in connection with servicing and repairs.

Machine structure

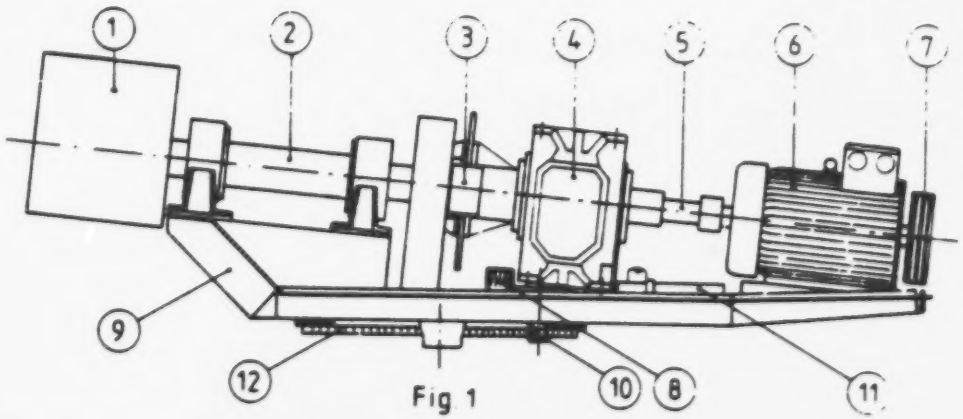


Fig 1

Conditions of Supply

Pt. 1

Wind turbine assembled, erected, and run-in on site, consisting of (main parts):

1.1. **Description of Components**

	Specification	Manufacture
Rotor	Diameter 15.3 mtrs	AEROSTAR ALTERNERGY
Gear mechanism	Agma 88 kW	Hansen
Main generator	55 kW	ASEA or VEM
Small generator	11 kW	ASEA or VEM
Yawing gear	2 stage worm gear	Bonfiglioli
Electrical control unit	Microprocessor or relay based	Vestas
Tower	Type lattice height 23.4 mtrs	Vestas
	Type tubular height 22.5 mtrs	Vestas

1.2 Cables from machine in rotor assembly to electrical controlunit. Specified according to:

1. Standard as per enclosed electrical data.
2. Special control positioning as per enclosed electrical data.

1.3 Complete electrical control unit, standard instrumentation:
Anemometer and operation hours' counter.

1.4. Anti-fall safety divice and safety belt approved by the Directorate of Labour Inspection.

Pt. 2 Foundation

2.1. Vestas Energy A/S supplies standard drawings and insstructions for making the foundation.

2.2 If ordered 1 week in advance Vestas Energy A/S will send foundation bolts and template for fixing the bolts when founding is started. The template remains Vestas' property.

Pt. 3 Not included in the Delivery

The following is not included in Vestas' delivery:

3.1 Establishment of mains back-up and/or external installations to mains and premises. Control equipment consisting of electricity meter, main switch, collars (Cu-Al) or installation of these (See electrical data).

3.2 Cabinet or housing for the protection of control equipment and the electrical control unit as supplied by Vestas Energy A/S. This must be waterproof and lockable.

3.3. Possible extra costs incurred from establishing firm road to the place of erection, e.g. laying down track plates, assistance from contracting or crane firms. These stipulations are valid regardless of the cause of the conditions.

3.4 Foundation not included.

3.5 Special dimensions of foundations and soil analysis.

3.6. The buyer is responsible for adequate insurance cover (fire and loss of or damage to machine). However, Vestas Energy A/S is responsible for the turbine (loss, damages etc.) until it has been erected and connected to and tested on the mains by Vestas.

Buyer _____ Seller _____

3. Screen

The machine is covered by a closed glass-fibre screen resting on a rubber strip on the edge of the machine frame. This type of complete screening ensures optimum protection against weather conditions and also prevents noise from the machine being transmitted through the air. The screen has been provided with ventilation holes necessary to ensure effective cooling of the generators and the gear mechanism.

The screen is hinged to the back edge of the frame and is equipped with control levers at the side. An open screen provides effective shelter when work is in progress in the nacelle of the turbine.

4. Eletrical Control Unit

1. Power unit
2. Operating and control unit
3. Mains connections and consumption
4. Cables for rotor assembly.

The control panel (fig. 2) comprising the electrical control and monitoring of the wind turbine, consists of 2 main modules: (1) Power unit and (2) Operating and control unit.

Microprocessor

Operating and control unit is placed on a flow diagram protected by a door of transparent acrylic. On the flow diagram all necessary instruments are situated including hour counter for the monitoring of the operation of the turbine. On a display wind velocity, rotor, and kW are indicated. The current state of the braking and yawing motors is indicated on the display (at a relay based control unit the indication takes place by indicator lamps) which shows which safety functions have activated braking and 90 per cent yawing. This feature offers considerable advantages when locating faults.

5. Yawing System (8, 10 and 12, fig. 1)

Yawing is effected by a motor driving the yawing gear mechanism. During normal operation, yawing is controlled by an electronic wind vane.
The frame rests on the yawing gear-wheel (12, fig 1) via 3 nylon blocks. This system provides suitable friction preventing eccentric rotor stress from putting unreasonable stress on the yawing gear mechanism.

6. Main Data

	Vestas 15-55 kW
Rotor diameter	15.3 mtrs
Swept area	185 m²
Blade type	Aerostar 7.5 mtrs
Rotor speed (synchronic)	41/51 r.p.m
Generator speed	1000 r.p.m
Gear ratio	1:20 -
Generator output	55/11 kW
Wind vane	Electronic Vestas

7. Safety Equipment

On turbines with lattice towers a safety line with an anti-fall device is fitted in order to meet security regulations as stipulated by the Directorate of Labour Inspection.

Vestas®

Mr. John Dickinson
Mechanical Eng. Dept.n
Laval University
Quebec
CANADA

Lem, 12th March 1985

Our ref: HC/an

Dear mr. Dickinson,

With reference to your telex dated on March 4 1985 we hereby find pleasure in forwarding literature on our VESTAS wind turbine generators.

We would like to introduce ourselves as follows:

A/S VESTAS is today among the world`s leading manufacturers of modern designed grid connected wind turbines and so far more than 800 of our machines have already been installed mainly in California, USA, and in Denmark.

Presently we have 190 units operating in Denmark and by the end of 1984 700 of our units were installed in California, USA.

Further we can mention that our wind turbines have also been installed in West Germany, Holland, Sweden, Greece, and in Turkey.

In co-operation with the United Nations Development Programme we have erected 2 wind turbines on the Cape Verde Islands for the electrification of the Islands.

Our standard wind turbines are the Vestas 15-55 kW and the Vestas 17-75 kW.

Regarding corresponding annual production figures based on Rayleigh distribution and 100 per cent availability we have estimated this to approx. 220,000 kWh/year.

As you will see from the enclosed specifications we can offer you as follows:

Option A
---
1 unit Vestas 15-55 kW grid connected wind turbine complete including:

Export lattice tower 23.4 mtrs.
Electrical steering system
Three bladed rotor
Asynchronous generators 11 and 55 kW
3 phase, 480 Volt
Protection equipment (lightning)

Net price ex works D.kr. 370,000.00

Option B
---
1 Unit Vestas 15-55 kW grid connected wind turbine complete including

Tubular tower 22.5 m
Electrical steering system
Three bladed rotor
Asynchronous generators 11 and 55 kW
3 phase, 480 Volt
Protection equipment (lightning)

Net price ex works D.kr 395,000.00

Option C
---
1 unit Vestas 17-75 kW grid connected wind turbine complete including

Export lattice tower 23.4 mtrs.
Electrical steering system
Three bladed rotor
Asynchronous generators, 19 and 75 kW
3 phase, 480 Volt
Protection equipment (lightning)

Net price ex works D.kr. 425,000.00

Option D
---
1 unit Vestas 17-75 kW grid connected wind turbine complete including

Tubular tower 22.5 m
Electrical steering system
Three bladed rotor
Asynchronous generators, 19 and 75 kW
3 phase, 480 Volt
Protection equipment (lightning)

Net price ex works D.kr. 445,000.00

Freight cost

Freight cost to Montreal 1 unit all options

D.kr. 35,500.00

The freight cost is based on today`s freight rate, any change herein will be for the account of the buyer.

Each wind turbine will be freighted in one 40 feet open top container.

Enclosed please find all relevant literature on our turbines.

We trust this information will have your interest and are looking forward to hearing from you.

We remain

Yours faithfully.

VESTAS ENERGY A/S

Hanne Christensen

Encls.

ENERGY AT A FIXED PRICE

PRODUCT SPECIFICATIONS

MAIN GENERATOR:	55 kW	30 kW
SECONDARY GENERATOR:	11 kW	6.5 kW
PROPELLER DIAMETER:	16.3 m (50.95 ft)	10 m (33 ft)
SWEPT-OVER AREA:	185 m² (1998 sft)	78 m² (850 sft)
GENERATOR VOLTAGE:	3 x 240 V - AC	3 x 240 V - AC
STARTING WIND-SPEED:	4 m/s (9 mph)	4 m/s (9 mph)
MAX. PROD. WIND-SPEED:	12.5 m/s (28 mph)	14 m/s (31 mph)
"CUT OFF" WIND-SPEED:	20-22 m/s (45-50 mph)	20-22 m/s (45-50 mph)
STANDARD TOWER HEIGHT:	18 m (59 ft)	18 m (59 ft)

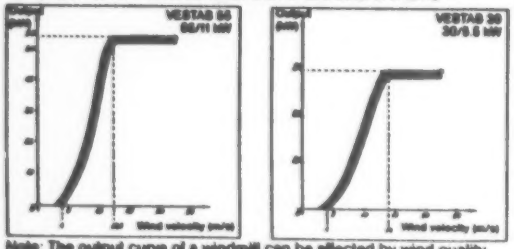
Both windmill types are available with alternative mast heights from 22-24 m (72-79 ft) and with other generator sizes and systems

ANNUAL OUTPUT OF WINDMILL

Exposure class 1: 5.5-6 m/s: (12.3-13.4 mph mean annual wind speed)	120,000	55,000
Exposure class 2: 4.7-5.3 m/s: (10.5-11.9 mph mean annual wind speed)	90,000	40,000
Exposure class 3: 4.3-4.5 m/s: (9.6-10.1 mph mean annual wind speed)	55,000	25,000

An average position in Denmark corresponds to exposure class 2.
The wind velocities indicated refer to measurements taken 10 metres (33 ft) above ground.

OUTPUT CHARACTERISTICS



Note: The output curve of a windmill can be affected by wind quality and measuring method. The red field around the curve indicates the tolerance zone.

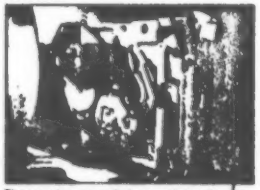
VESTAS reserves the right to alter the above specifications

10 GOOD REASONS FOR CHOOSING THE VESTAS WINDMILL

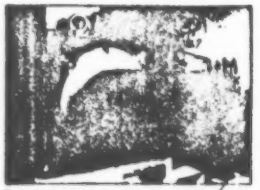
Thorough analysis of experience gained by ourselves and others, intensive product development, and several hundred thousand hours of operational experience have been utilized in the design of this rugged windmill and it's construction.

Strong propeller shaft whose bearing is independent of the other machine components.

Fully hydraulic disc brake, direct on propeller shaft. Increased security and longer life for gear, transmission, etc.

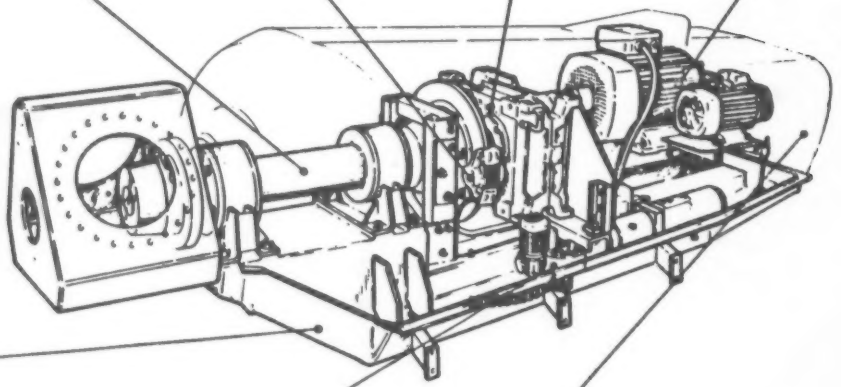


The gear is suspended separately - the special suspension reduces effect on gear shaft.



Two-generator operation, ensures maximum utilization of energy at variable wind speeds

Anemometer is standard equipment with the VESTAS WINDMILLS

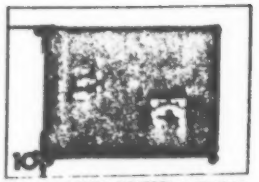


Machine foundation and mast are made of hot-galvanized high-quality steel

VESTAS electronic wind-vane, ensures the orientation of the mill plane into the wind in operation, in standstills, and when the mill is turned 90° out by the wind

Electrically driven slewing-gear

Strong light-fibre glass screen protecting the mill machinery from the weather



VESTAS WINDMILL CONTROL contains an advanced control and security system, and allows for a superior overview of the condition of the mill in all working circumstances

ANNEXE 4

CALCUL DE L'HYPOTHEQUE

$$A = S \div \left[\frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right) \right]$$

où S = montant de l'emprunt
A = annuité (capital + intérêts)
r = taux d'intérêt annuel (10%)
n = durée de l'emprunt (20 ans)

Par exemple, un emprunt de 76 500 $ sur 20 ans à un taux de 10% par an se calcule ainsi:

$$A = 76\,500 \div \left[\frac{1}{0,10} \left(1 - \frac{1}{(1+0,10)^{20}} \right) \right]$$

A = 8 985,66 $/an

ANNEXE 5

ÉTATS PRÉVISIONNELS DE BASE EN ('000 $) POUR DIFFÉRENTS TYPES D'ÉOLIENNES SÉLECTIONNÉS (SCÉNARIOS I ET II)

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1: JACOBS-10KW SANS CONNEXION

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52
REV ECON CARB	1.79	1.86	1.94	2.02	2.11	2.20	2.29	2.38	2.48	2.59	2.70	2.81	2.93	3.05	3.18	3.31	3.45	3.60	3.75	3.90
REV TOTAL BRUT	2.31	2.38	2.46	2.54	2.63	2.72	2.81	2.91	3.01	3.11	3.22	3.33	3.45	3.57	3.70	3.83	3.97	4.12	4.27	4.43
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.87	.92	.96	1.01	1.07	1.12	1.18	1.24	1.30	1.37	1.44	1.51	1.59	1.67	1.75	1.84	1.93	2.03	2.14	2.25
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	1.13	2.20	2.07	1.95	1.83	1.72	1.62	1.52	1.43	1.34	1.26	1.19	1.11	1.05	.98	.93	.87	.82	.77	.72
INTERET	3.78	3.72	3.64	3.56	3.48	3.38	3.27	3.16	3.03	2.89	2.73	2.56	2.37	2.16	1.94	1.68	1.41	1.11	.77	.40
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-3.48	-4.45	-4.22	-3.98	-3.74	-3.50	-3.26	-3.01	-2.75	-2.48	-2.21	-1.92	-1.62	-1.31	-.97	-.62	-.24	.16	.59	1.05
IMPOT A PAYER																		.04	.15	.26
REV NET APRES IMPOT	-3.48	-4.45	-4.22	-3.98	-3.74	-3.50	-3.26	-3.01	-2.75	-2.48	-2.21	-1.92	-1.62	-1.31	-.97	-.62	-.24	.12	.44	.79
CASHFLOW BRUT	-36.39	1.47	1.58	1.53	1.56	1.68	1.63	1.67	1.71	1.74	1.78	1.82	1.86	1.91	1.95	1.99	2.04	2.04	1.98	1.92
REMB(INT&CAP)	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44
CASHFLOW NET	-40.84	-2.98	-2.95	-2.91	-2.88	-2.85	-2.81	-2.77	-2.74	-2.70	-2.66	-2.62	-2.58	-2.54	-2.49	-2.45	-2.41	-2.40	-2.46	-2.53
COUT KWH EOL	.20	.21	.21	.21	.21	.21	.22	.22	.22	.22	.23	.23	.23	.23	.24	.24	.24	.25	.25	.26
VAL PRES NETTE	*																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

*Les cashflow (flux d'encaisse) sont très négatifs; ce qui empêche le calcul de la VPN.

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:EXTRAWATT-10KW SANS CONNEXION

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52	.52
REV ECON CARB	1.79	1.86	1.94	2.02	2.11	2.20	2.29	2.38	2.48	2.59	2.70	2.81	2.93	3.05	3.18	3.31	3.45	3.60	3.75	3.90
REV TOTAL BRUT	2.31	2.38	2.46	2.54	2.63	2.72	2.81	2.91	3.01	3.11	3.22	3.33	3.45	3.57	3.70	3.83	3.97	4.12	4.27	4.43
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.63	.66	.70	.73	.77	.81	.85	.89	.94	.99	1.04	1.09	1.14	1.20	1.26	1.33	1.40	1.47	1.54	1.62
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.82	1.59	1.49	1.40	1.32	1.24	1.17	1.10	1.03	.97	.91	.86	.80	.76	.71	.67	.63	.59	.55	.52
INTERET	2.73	2.68	2.63	2.57	2.51	2.44	2.36	2.28	2.18	2.08	1.97	1.85	1.71	1.56	1.40	1.22	1.02	.80	.56	.29
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-1.87	-2.55	-2.36	-2.16	-1.97	-1.77	-1.57	-1.36	-1.15	-.93	-.70	-.46	-.21	.05	.33	.62	.93	1.26	1.62	1.99
IMPOT A PAYER														.01	.08	.16	.23	.32	.40	.50
REV NET APRES IMPOT	-1.87	-2.55	-2.36	-2.16	-1.97	-1.77	-1.57	-1.36	-1.15	-.93	-.70	-.46	-.21	.04	.25	.47	.70	.95	1.21	1.49
CASHFLOW BRUT	-25.62	1.72	1.77	1.81	1.86	1.91	1.96	2.01	2.07	2.12	2.18	2.24	2.31	2.36	2.35	2.35	2.34	2.34	2.32	2.31
REMB(INT&CAP)	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21
CASHFLOW NET	-28.83	-1.48	-1.44	-1.39	-1.35	-1.30	-1.25	-1.19	-1.14	-1.08	-1.02	-.96	-.90	-.85	-.85	-.86	-.86	-.87	-.88	-.90
COUT KWH EOL	.15	.15	.15	.15	.15	.15	.16	.16	.16	.16	.16	.16	.17	.17	.17	.17	.18	.18	.18	.18
VAL PRES NETTE	*																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

*Les cashflow (flux d'encaisse) sont très négatifs; ce qui empêche le calcul de la VPN.

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:JACOBS-10KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72
REV ECON CARB	2.46	2.57	2.68	2.79	2.91	3.03	3.15	3.29	3.43	3.57	3.72	3.88	4.04	4.21	4.38	4.57	4.76	4.96	5.17	5.39
REV TOTAL BRUT	3.18	3.29	3.40	3.51	3.63	3.75	3.87	4.01	4.15	4.29	4.44	4.60	4.76	4.93	5.10	5.29	5.48	5.68	5.89	6.11
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.87	.92	.96	1.01	1.07	1.12	1.18	1.24	1.30	1.37	1.44	1.51	1.59	1.67	1.75	1.84	1.93	2.03	2.14	2.25
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	1.13	2.80	2.07	1.95	1.83	1.72	1.62	1.52	1.43	1.34	1.26	1.19	1.11	1.05	.98	.93	.87	.82	.77	.72
INTERET	3.78	3.72	3.64	3.56	3.48	3.38	3.27	3.16	3.03	2.89	2.73	2.56	2.37	2.16	1.94	1.68	1.41	1.11	.77	.40
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-2.61	-3.55	-3.28	-3.01	-2.74	-2.47	-2.19	-1.90	-1.61	-1.30	-.99	-.66	-.31	.05	.43	.84	1.27	1.72	2.21	2.73
IMPOT A PAYER														.01	.11	.21	.32	.43	.55	.68
REV NET APRES IMPOT	-2.61	-3.55	-3.28	-3.01	-2.74	-2.47	-2.19	-1.90	-1.61	-1.30	-.99	-.66	-.31	.04	.32	.63	.95	1.29	1.66	2.05
CASHFLOW BRUT	-35.52	2.37	2.43	2.50	2.56	2.63	2.70	2.77	2.85	2.92	3.00	3.09	3.17	3.25	3.24	3.24	3.23	3.22	3.20	3.18
RENB(INT&CAP)	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44	4.44
CASHFLOW NET	-39.96	-2.07	-2.01	-1.95	-1.88	-1.82	-1.75	-1.67	-1.60	-1.52	-1.44	-1.36	-1.27	-1.19	-1.20	-1.21	-1.21	-1.23	-1.24	-1.27
COUT KWH EQL	.15	.15	.15	.15	.15	.15	.16	.16	.16	.16	.16	.17	.17	.17	.17	.17	.18	.18	.18	.19
VAL PRES NETTE	*																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

*Les cashflow (flux d'encaisse) sont très négatifs; ce qui empêche le calcul de la VPN.

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:EXTRAWATT-10KW

($ 000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76
REV ECON CARB	2.59	2.70	2.81	2.93	3.05	3.18	3.31	3.45	3.60	3.75	3.91	4.07	4.24	4.42	4.60	4.80	5.00	5.21	5.43	5.66
REV TOTAL BRUT	3.34	3.45	3.57	3.68	3.81	3.94	4.07	4.21	4.35	4.50	4.66	4.83	5.00	5.17	5.36	5.55	5.75	5.96	6.18	6.41
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.63	.66	.70	.73	.77	.81	.85	.89	.94	.99	1.04	1.09	1.14	1.20	1.26	1.33	1.40	1.47	1.54	1.62
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.82	1.59	1.49	1.40	1.32	1.24	1.17	1.10	1.03	.97	.91	.86	.80	.76	.71	.67	.63	.59	.55	.52
INTERET	2.73	2.68	2.63	2.57	2.51	2.44	2.36	2.28	2.18	2.08	1.97	1.85	1.71	1.56	1.40	1.22	1.02	.80	.56	.29
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.84	-1.48	-1.25	-1.62	-.79	-.55	-.31	-.06	.28	.47	.74	1.03	1.34	1.65	1.99	2.34	2.71	3.11	3.53	3.98
IMPOT A PAYER									.05	.12	.19	.26	.33	.41	.50	.59	.68	.78	.88	.99
REV NET APRES IMPOT	-.84	-1.48	-1.25	-1.62	-.79	-.55	-.31	-.06	.15	.35	.56	.78	1.00	1.24	1.49	1.76	2.04	2.33	2.66	2.98
CASHFLOW BRUT	-24.59	2.79	2.67	2.95	3.04	3.13	3.22	3.32	3.36	3.48	3.44	3.48	3.52	3.56	3.60	3.64	3.68	3.72	3.76	3.80
REMB(INT&CAP)	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21	3.21
CASHFLOW NET	-27.79	-.42	-.34	-.25	-.17	-.08	.01	.11	.16	.19	.23	.27	.31	.35	.39	.43	.47	.51	.55	.59
COUT KWH EOL	.10	.10	.10	.10	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.12	.12	.12	.12	.12	.12	.13	.13
VAL PRES NETTE	-2491.74																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:EMERTECH-5KW

($ 000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45	.45
REV ECON CARB	1.54	1.61	1.67	1.74	1.82	1.89	1.97	2.05	2.14	2.23	2.32	2.42	2.52	2.63	2.74	2.86	2.98	3.10	3.23	3.37
REV TOTAL BRUT	1.99	2.06	2.12	2.19	2.27	2.34	2.42	2.50	2.59	2.68	2.77	2.87	2.97	3.08	3.19	3.31	3.43	3.55	3.68	3.82
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.46	.48	.51	.54	.56	.59	.62	.65	.69	.72	.76	.80	.84	.88	.93	.97	1.02	1.07	1.13	1.19
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.68	1.16	1.09	1.03	.97	.91	.85	.80	.75	.71	.67	.63	.59	.55	.52	.49	.46	.43	.41	.38
INTERET	2.00	1.96	1.93	1.88	1.84	1.79	1.73	1.67	1.60	1.53	1.44	1.35	1.25	1.14	1.02	.89	.74	.58	.41	.21
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-1.87	-1.56	-1.41	-1.25	-1.10	-.94	-.78	-.62	-.45	-.28	-.09	.10	.29	.50	.72	.95	1.20	1.46	1.74	2.03
IMPOT A PAYER												.02	.07	.13	.18	.24	.30	.36	.43	.51
REV NET APRES IMPOT	-1.87	-1.56	-1.41	-1.25	-1.10	-.94	-.78	-.62	-.45	-.28	-.09	.07	.22	.38	.54	.71	.90	1.09	1.30	1.53
CASHFLOW BRUT	-18.46	1.57	1.61	1.66	1.70	1.75	1.80	1.85	1.90	1.96	2.02	2.05	2.06	2.07	2.08	2.09	2.10	2.11	2.12	2.12
REMB(INT&CAP)	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35	2.35
CASHFLOW NET	-20.81	-.78	-.74	-.69	-.65	-.60	-.55	-.50	-.44	-.39	-.33	-.30	-.29	-.27	-.26	-.25	-.25	-.24	-.23	-.23
COUT KWH EOL	.12	.13	.13	.13	.13	.13	.13	.13	.13	.14	.14	.14	.14	.14	.15	.15	.15	.15	.15	.16
VAL PRES NETTE	-5410.65																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:ENERTECH-25KW

(000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
REV ECON CARB	7.89	8.22	8.56	8.92	9.30	9.69	10.10	10.52	10.96	11.42	11.90	12.40	12.92	13.46	14.03	14.62	15.23	15.87	16.54	17.23
REV TOTAL BRUT	10.19	10.52	10.87	11.23	11.60	11.99	12.40	12.82	13.27	13.73	14.21	14.71	15.23	15.77	16.33	16.92	17.54	18.18	18.84	19.54
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.01	2.11	2.22	2.33	2.45	2.58	2.71	2.85	2.99	3.14	3.31	3.47	3.65	3.84	4.03	4.24	4.45	4.68	4.92	5.17
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.61	5.07	4.77	4.48	4.21	3.96	3.72	3.50	3.29	3.09	2.90	2.73	2.57	2.41	2.27	2.13	2.00	1.88	1.77	1.66
INTERET	8.71	8.56	8.39	8.21	8.00	7.78	7.54	7.27	6.97	6.64	6.29	5.89	5.46	4.98	4.46	3.88	3.24	2.54	1.78	.93
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-3.14	-5.22	-4.51	-3.79	-3.07	-2.32	-1.57	-.79	.01	.85	1.71	2.61	3.55	4.54	5.58	6.67	7.84	9.07	10.38	11.77
IMPOT A PAYER										.21	.43	.65	.89	1.13	1.39	1.67	1.96	2.27	2.59	2.94
REV NET APRES IMPOT	-3.14	-5.22	-4.51	-3.79	-3.07	-2.32	-1.57	-.79	.01	.63	1.28	1.96	2.66	3.40	4.18	5.01	5.88	6.80	7.78	8.83
CASHFLOW BRUT	-78.98	8.41	8.65	8.89	9.15	9.41	9.69	9.98	10.27	10.37	10.47	10.58	10.69	10.80	10.91	11.02	11.12	11.23	11.33	11.42
REMB(INT&CAP)	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23	10.23
CASHFLOW NET	-89.15	-1.82	-1.58	-1.34	-1.08	-.82	-.54	-.25	.04	.14	.24	.35	.46	.57	.68	.79	.89	1.00	1.10	1.19
COUT KWH EOL	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.12	.12	.12	.12	.12	.12	.13	.13	.13	.13	.13
VAL PRES NETTE	*																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

*Les cashflow (flux d'encaisse) sont très négatifs; ce qui empêche le calcul de la VPN.

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:ENERTECH-40KW

(000 $)

		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																					
REV ECON ENT CENT		3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24	3.24
REV ECON CARB		11.09	11.56	12.04	12.55	13.08	13.62	14.20	14.79	15.41	16.06	16.74	17.44	18.17	18.93	19.73	20.56	21.42	22.32	23.26	24.24
REV TOTAL BRUT		14.33	14.80	15.28	15.79	16.32	16.86	17.44	18.03	18.65	19.30	19.98	20.68	21.41	22.17	22.97	23.80	24.66	25.56	26.50	27.48
COUTS D OPERATION																					
DEP OPERAT(ENT+REP)		2.19	2.30	2.42	2.54	2.67	2.81	2.95	3.10	3.26	3.43	3.60	3.79	3.98	4.18	4.39	4.62	4.85	5.10	5.36	5.64
ALLOCATION DU CC																					
AMORTISSEMENT		2.85	5.52	5.19	4.88	4.59	4.31	4.05	3.81	3.58	3.37	3.16	2.97	2.80	2.63	2.47	2.32	2.18	2.05	1.93	1.81
INTERET		9.49	9.32	9.14	8.94	8.72	8.48	8.21	7.92	7.60	7.24	6.85	6.42	5.95	5.43	4.85	4.23	3.53	2.77	1.93	1.01
FLUX D ENCAISSE																					
REV NET IMPOSABLE		-.20	-2.35	-1.47	-.58	.33	1.27	2.22	3.20	4.22	5.27	6.36	7.50	8.69	9.94	11.25	12.63	14.09	15.64	17.27	19.01
IMPOT A PAYER						.08	.32	.56	.80	1.05	1.32	1.59	1.87	2.17	2.48	2.81	3.16	3.52	3.91	4.32	4.75
REV NET APRES IMPOT		-.20	-2.35	-1.47	-.58	.25	.95	1.67	2.40	3.16	3.95	4.77	5.62	6.52	7.45	8.44	9.47	10.57	11.73	12.96	14.26
CASHFLOW BRUT		-82.76	12.58	12.66	13.25	13.56	13.74	13.93	14.13	14.34	14.56	14.78	15.02	15.26	15.51	15.76	16.02	16.29	16.55	16.82	17.09
REMB(INT&CAP)		11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15	11.15
CASHFLOW NET		-93.91	1.35	1.72	2.10	2.41	2.59	2.78	2.98	3.19	3.41	3.64	3.87	4.11	4.36	4.62	4.88	5.14	5.40	5.67	5.94
COUT KWH EOL		.08	.08	.08	.08	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10	.10	.10	.10
VAL PRES NETTE	11391.93																				
TAUX INT RENT	15.75																				
PERIODE DE RECUP	6.21																				

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:CHERTECH-60KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91
REV ECON CARB	13.37	13.93	14.52	15.13	15.76	16.43	17.11	17.83	18.58	19.36	20.18	21.02	21.91	22.83	23.79	24.78	25.83	26.91	28.04	29.22
REV TOTAL BRUT	17.28	17.84	18.42	19.03	19.67	20.33	21.02	21.74	22.49	23.27	24.08	24.93	25.81	26.73	27.69	28.69	29.73	30.82	31.95	33.12
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.25	2.36	2.49	2.61	2.75	2.89	3.03	3.19	3.35	3.52	3.70	3.89	4.09	4.30	4.51	4.74	4.99	5.24	5.51	5.79
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.93	5.67	5.33	5.01	4.71	4.43	4.16	3.91	3.68	3.46	3.25	3.06	2.87	2.70	2.54	2.39	2.24	2.11	1.98	1.86
INTERET	9.75	9.58	9.39	9.19	8.96	8.71	8.44	8.13	7.80	7.44	7.04	6.60	6.11	5.58	4.99	4.34	3.63	2.85	1.99	1.04
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	2.35	.22	1.21	2.22	3.25	4.30	5.39	6.50	7.66	8.85	10.09	11.39	12.74	14.16	15.65	17.22	18.87	20.62	22.47	24.43
IMPOT A PAYER	.59	.05	.30	.56	.81	1.08	1.35	1.63	1.91	2.21	2.52	2.85	3.19	3.54	3.91	4.30	4.72	5.15	5.62	6.11
REV NET APRES IMPOT	1.76	.16	.91	1.67	2.44	3.23	4.04	4.88	5.74	6.64	7.57	8.54	9.56	10.62	11.74	12.91	14.15	15.46	16.85	18.32
CASHFLOW BRUT	-83.86	15.42	15.64	15.87	16.11	16.37	16.64	16.93	17.23	17.54	17.86	18.19	18.54	18.90	19.26	19.64	20.03	20.42	20.82	21.23
REMB(INT&CAP)	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45	11.45
CASHFLOW NET	-94.51	3.97	4.18	4.41	4.66	4.92	5.19	5.47	5.77	6.08	6.41	6.74	7.09	7.44	7.81	8.19	8.57	8.97	9.37	9.77
COUT KWH EQL	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.09	.09	.09
VAL PRES NETTE	28809.89																			
TAUX INT RENT	19.32																			
PERIODE DE RECUP	5.22																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:NORTH WIND POWER-14KW

(000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48
REV ECON CARB	5.05	5.26	5.49	5.72	5.96	6.21	6.47	6.74	7.02	7.32	7.62	7.94	8.28	8.63	8.99	9.37	9.76	10.17	10.60	11.04
REV TOTAL BRUT	6.53	6.74	6.96	7.19	7.43	7.68	7.94	8.22	8.50	8.79	9.10	9.42	9.75	10.10	10.46	10.84	11.24	11.64	12.07	12.52
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.89	1.99	2.09	2.19	2.31	2.42	2.55	2.68	2.81	2.96	3.11	3.27	3.43	3.61	3.79	3.99	4.19	4.40	4.63	4.86
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.46	4.77	4.48	4.21	3.96	3.72	3.50	3.29	3.09	2.91	2.73	2.57	2.41	2.27	2.13	2.00	1.88	1.77	1.66	1.56
INTERET	8.19	8.05	7.89	7.72	7.53	7.32	7.09	6.83	6.55	6.25	5.91	5.54	5.13	4.68	4.19	3.65	3.05	2.39	1.67	.87
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-6.01	-6.06	-7.50	-6.93	-6.36	-5.78	-5.19	-4.58	-3.96	-3.32	-2.65	-1.95	-1.22	-.46	.35	1.20	2.11	3.08	4.11	5.21
IMPOT A PAYER															.09	.30	.53	.77	1.03	1.30
REV NET APRES IMPOT	-6.01	-6.06	-7.50	-6.93	-6.36	-5.78	-5.19	-4.58	-3.96	-3.32	-2.65	-1.95	-1.22	-.46	.26	.90	1.58	2.31	3.08	3.91
CASHFLOW BRUT	-77.26	4.75	4.87	5.00	5.13	5.26	5.40	5.54	5.68	5.84	5.99	6.15	6.32	6.49	6.58	6.55	6.52	6.47	6.42	6.35
REMB(INT&CAP)	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62	9.62
CASHFLOW NET	-86.88	-4.87	-4.75	-4.62	-4.49	-4.36	-4.22	-4.08	-3.94	-3.78	-3.63	-3.47	-3.30	-3.13	-3.04	-3.07	-3.10	-3.15	-3.20	-3.27
COUT KWH EOL	.16	.16	.16	.16	.16	.16	.16	.17	.17	.17	.17	.17	.18	.18	.18	.18	.19	.19	.19	.20
VAL PRES NETTE	*																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

*Les cashflow (flux d'encaisse) sont très négatifs; ce qui empêche le calcul de la VPN.

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:ESI-54KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86	4.86
REV ECON CARB	16.64	17.34	18.06	18.82	19.61	20.44	21.30	22.19	23.12	24.09	25.10	26.16	27.26	28.40	29.60	30.84	32.13	33.48	34.89	36.35
REV TOTAL BRUT	21.50	22.20	22.92	23.68	24.47	25.30	26.16	27.05	27.98	28.95	29.96	31.02	32.12	33.26	34.46	35.70	36.99	38.34	39.75	41.21
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	3.15	3.31	3.48	3.66	3.84	4.04	4.25	4.46	4.69	4.93	5.18	5.44	5.72	6.01	6.32	6.64	6.98	7.34	7.71	8.11
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	4.10	7.94	7.47	7.02	6.60	6.20	5.83	5.48	5.15	4.84	4.55	4.28	4.02	3.78	3.55	3.34	3.14	2.95	2.77	2.61
INTERET	13.65	13.41	13.15	12.86	12.54	12.20	11.81	11.39	10.92	10.41	9.85	9.23	8.55	7.81	6.98	6.08	5.08	3.99	2.78	1.46
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	.68	-2.47	-1.17	.14	1.49	2.86	4.27	5.72	7.22	8.77	10.38	12.06	13.82	15.66	17.60	19.64	21.79	24.07	26.48	29.04
IMPOT A PAYER	.15			.04	.37	.71	1.07	1.43	1.80	2.19	2.60	3.02	3.45	3.92	4.40	4.91	5.45	6.02	6.62	7.26
REV NET APRES IMPOT	.45	-2.47	-1.17	.11	1.12	2.14	3.20	4.29	5.41	6.58	7.79	9.05	10.36	11.75	13.20	14.73	16.34	18.05	19.86	21.78
CASHFLOW BRUT	-118.38	18.89	19.44	19.99	20.26	20.54	20.84	21.16	21.49	21.83	22.19	22.56	22.94	23.33	23.74	24.15	24.56	24.99	25.42	25.85
REMB(INT&CAP)	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03	16.03
CASHFLOW NET	-134.34	2.85	3.41	3.96	4.22	4.51	4.81	5.12	5.45	5.80	6.16	6.53	6.91	7.30	7.70	8.11	8.53	8.96	9.38	9.82
COUT KWH EOL	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10
VAL PRES NETTE	22534.44																			
TAUX INT RENT	16.67																			
PERIODE DE RECUP	5.92																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:ESI-100KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35	12.35
REV ECON CARB	42.27	44.05	45.90	47.82	49.83	51.92	54.11	56.38	58.75	61.21	63.78	66.46	69.25	72.16	75.19	78.35	81.64	85.07	88.64	92.37
REV TOTAL BRUT	54.62	56.39	58.24	60.17	62.18	64.27	66.45	68.73	71.09	73.56	76.13	78.81	81.60	84.51	87.54	90.70	93.99	97.42	100.99	104.72
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	7.35	7.72	8.12	8.53	8.97	9.43	9.91	10.41	10.94	11.50	12.09	12.70	13.35	14.03	14.75	15.50	16.29	17.12	17.99	18.91
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	9.56	18.54	17.42	16.38	15.40	14.47	13.60	12.79	12.02	11.30	10.62	9.98	9.39	8.82	8.29	7.80	7.33	6.89	6.47	6.09
INTERET	31.85	31.29	30.68	30.01	29.27	28.46	27.56	26.57	25.49	24.30	22.99	21.55	19.96	18.21	16.29	14.18	11.86	9.30	6.49	3.40
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	5.86	-1.16	2.02	[illegible]25	6.55	11.98	15.38	18.95	22.64	26.46	30.44	34.58	38.91	43.44	48.21	53.22	58.51	64.11	70.03	76.32
IMPOT A PAYER	1.47		.58	1.31	2.14	2.98	3.85	4.74	5.66	6.62	7.61	8.64	9.73	10.86	12.05	13.31	14.63	16.03	17.51	19.08
REV NET APRES IMPOT	4.40	-1.16	1.51	3.94	6.41	8.94	11.54	14.21	16.98	19.85	22.83	25.93	29.18	32.58	36.16	39.90	43.89	48.08	52.52	57.24
CASHFLOW BRUT	-272.78	48.67	49.62	50.33	51.08	51.87	52.70	53.58	54.49	55.44	56.44	57.46	58.52	59.62	60.74	61.89	63.07	64.27	65.49	66.72
REMB(INT&CAP)	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41	37.41
CASHFLOW NET	-310.11	11.26	12.21	12.91	13.66	14.46	15.29	16.17	17.08	18.03	19.03	20.05	21.11	22.21	23.33	24.48	25.66	26.86	28.08	29.31
COUT KWH EOL	.07	.07	.07	.07	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.09	.09	.09	.09	.09	.09
VAL PRES NETTE	62307.77																			
TAUX INT RENT	18.57																			
PERIODE DE RECUP	5.48																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:MICON-22KWH

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28
REV ECON CARB	4.37	4.56	4.75	4.95	5.16	5.37	5.60	5.84	6.08	6.34	6.60	6.88	7.17	7.47	7.78	8.11	8.45	8.80	9.17	9.56
REV TOTAL BRUT	5.65	5.84	6.03	6.23	6.44	6.65	6.88	7.11	7.36	7.61	7.88	8.16	8.45	8.75	9.06	9.39	9.73	10.08	10.45	10.84
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.95	1.00	1.05	1.11	1.16	1.22	1.28	1.35	1.42	1.49	1.57	1.65	1.73	1.82	1.91	2.01	2.11	2.22	2.33	2.45
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	1.24	2.48	2.26	2.12	2.00	1.88	1.76	1.66	1.56	1.47	1.38	1.30	1.22	1.14	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79
INTERET	4.13	4.06	3.98	3.89	3.80	3.69	3.57	3.45	3.31	3.15	2.98	2.79	2.59	2.36	2.11	1.84	1.54	1.21	.84	.44
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.67	-1.63	-1.27	-.98	-.52	-.14	.25	.66	1.07	1.50	1.95	2.42	2.91	3.42	3.96	4.53	5.13	5.76	6.44	7.15
IMPOT A PAYER							.06	.16	.27	.38	.49	.60	.73	.85	.99	1.13	1.28	1.44	1.61	1.79
REV NET APRES IMPOT	-.67	-1.63	-1.27	-.98	-.52	-.14	.19	.49	.80	1.13	1.46	1.81	2.18	2.56	2.97	3.39	3.84	4.32	4.83	5.37
CASHFLOW BRUT	-36.61	4.83	4.97	5.12	5.27	5.43	5.53	5.60	5.67	5.75	5.82	5.90	5.99	6.07	6.16	6.25	6.33	6.42	6.51	6.60
REMB(INT&CAP)	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85
CASHFLOW NET	-41.47	-.02	.12	.27	.42	.58	.68	.75	.82	.89	.97	1.05	1.13	1.22	1.31	1.39	1.48	1.57	1.66	1.74
COUT KWH EQL	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.11	.11	.11	.11	.11	.11

VAL PRES NETTE	689.41
TAUX INT RENT	13.61
PERIODE DE RECUP	6.97

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:MICON-60KWH

(000 DH)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05	4.05
REV ECON CARB	13.86	14.45	15.05	15.69	16.34	17.03	17.75	18.49	19.27	20.08	20.92	21.80	22.71	23.67	24.66	25.70	26.78	27.90	29.07	30.30
REV TOTAL BRUT	17.91	18.50	19.10	19.74	20.39	21.08	21.80	22.54	23.32	24.13	24.97	25.85	26.76	27.72	28.71	29.75	30.83	31.95	33.12	34.35
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.72	1.81	1.90	1.99	2.10	2.20	2.32	2.43	2.56	2.69	2.82	2.97	3.12	3.28	3.45	3.62	3.81	4.00	4.21	4.42
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.23	4.33	4.87	3.83	3.60	3.38	3.18	2.99	2.81	2.64	2.48	2.33	2.19	2.06	1.94	1.82	1.71	1.61	1.51	1.42
INTERET	7.44	7.31	7.17	7.01	6.84	6.65	6.44	6.21	5.96	5.68	5.37	5.04	4.66	4.26	3.81	3.31	2.77	2.17	1.52	.79
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	6.52	5.84	5.96	6.90	7.86	8.85	9.86	10.91	11.99	13.12	14.29	15.51	16.79	18.12	19.52	20.99	22.54	24.17	25.89	27.71
IMPOT A PAYER	1.63	1.26	1.49	1.72	1.96	2.21	2.47	2.73	3.00	3.28	3.57	3.88	4.20	4.53	4.88	5.25	5.63	6.04	6.47	6.93
REV NET APRES IMPOT	4.89	3.78	4.47	5.17	5.89	6.63	7.40	8.18	9.00	9.84	10.72	11.63	12.59	13.59	14.64	15.74	16.90	18.13	19.42	20.78
CASHFLOW BRUT	-59.87	15.43	15.72	16.82	16.33	16.67	17.02	17.38	17.76	18.16	18.57	19.00	19.45	19.91	20.39	20.88	21.39	21.91	22.45	23.00
REMB(INT&CAP)	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74	8.74
CASHFLOW NET	-68.61	6.69	6.97	7.27	7.59	7.92	8.27	8.64	9.02	9.42	9.83	10.26	10.70	11.17	11.64	12.14	12.64	13.17	13.70	14.26
COUT KWH EOL	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.07
VAL PRES NETTE	52032.10																			
TAUX INT RENT	27.48																			
PERIODE DE RECUP	3.78																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:NICUA-100KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.1	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21	6.21
REV ECON CARB	21.26	22.15	23.08	24.05	25.06	26.11	27.21	28.35	29.54	30.78	32.08	33.43	34.83	36.29	37.82	39.40	41.06	42.78	44.58	46.45
REV TOTAL BRUT	27.47	28.36	29.29	30.26	31.27	32.32	33.42	34.56	35.75	36.99	38.29	39.64	41.04	42.50	44.03	45.61	47.27	48.99	50.79	52.66
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.29	2.41	2.53	2.66	2.79	2.94	3.09	3.24	3.41	3.58	3.76	3.96	4.16	4.37	4.59	4.83	5.07	5.33	5.60	5.89
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.98	5.77	5.43	5.10	4.79	4.51	4.24	3.98	3.74	3.52	3.31	3.11	2.92	2.75	2.58	2.43	2.28	2.15	2.02	1.90
INTERET	9.92	9.75	9.56	9.35	9.12	8.86	8.58	8.28	7.94	7.57	7.16	6.71	6.22	5.67	5.07	4.42	3.69	2.98	2.02	1.06
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	12.28	10.44	11.78	13.16	14.57	16.02	17.52	19.06	20.66	22.33	24.06	25.86	27.74	29.71	31.78	33.94	36.22	38.66	41.15	43.82
IMPOT A PAYER	3.07	2.61	2.95	3.29	3.64	4.00	4.38	4.77	5.17	5.58	6.01	6.46	6.94	7.43	7.94	8.49	9.06	9.65	10.29	10.95
REV NET APRES IMPOT	9.21	7.83	8.84	9.87	10.93	12.01	13.14	14.30	15.50	16.75	18.04	19.39	20.81	22.28	23.83	25.46	27.17	28.96	30.86	32.86
CASHFLOW BRUT	-77.00	23.35	23.82	24.31	24.84	25.38	25.96	26.56	27.18	27.83	28.51	29.21	29.95	30.70	31.49	32.30	33.14	34.01	34.90	35.82
REMB(INT&CAP)	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65	11.65
CASHFLOW NET	-88.73	11.78	12.17	12.66	13.19	13.73	14.31	14.90	15.53	16.18	16.86	17.56	18.29	19.05	19.84	20.65	21.49	22.36	23.25	24.17
COUT KWH EQL	.04	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.06	.06

VAL PRES NETTE	92209.37
TAUX INT RENT	32.24
PERIODE DE RECUP	3.23

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:VESTAS-55KW TREILLIS

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96
REV ECON CARB	13.56	14.13	14.72	15.34	15.98	16.65	17.35	18.08	18.84	19.63	20.46	21.31	22.21	23.14	24.11	25.13	26.18	27.28	28.43	29.62
REV TOTAL BRUT	17.52	18.09	18.68	19.30	19.94	20.61	21.31	22.04	22.80	23.59	24.42	25.27	26.17	27.10	28.07	29.09	30.14	31.24	32.39	33.58
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.32	1.39	1.46	1.54	1.62	1.70	1.78	1.88	1.97	2.07	2.18	2.29	2.41	2.53	2.66	2.79	2.93	3.08	3.24	3.41
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	1.72	3.34	3.14	2.95	2.77	2.61	2.45	2.30	2.17	2.04	1.91	1.80	1.69	1.59	1.49	1.40	1.32	1.24	1.17	1.10
INTERET	5.74	5.64	5.53	5.41	5.27	5.13	4.97	4.79	4.59	4.38	4.14	3.88	3.60	3.28	2.94	2.56	2.14	1.68	1.17	.61
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	8.73	7.72	8.55	9.48	10.28	11.18	12.11	13.07	14.07	15.11	16.18	17.31	18.48	19.78	20.99	22.34	23.75	25.24	26.81	28.47
IMPOT A PAYER	2.18	1.93	2.14	2.35	2.57	2.80	3.03	3.27	3.52	3.78	4.05	4.33	4.62	4.93	5.25	5.58	5.94	6.31	6.70	7.12
REV NET APRES IMPOT	6.55	5.79	6.41	7.05	7.71	8.39	9.08	9.80	10.55	11.33	12.14	12.98	13.86	14.78	15.74	16.75	17.81	18.93	20.11	21.35
CASHFLOW BRUT	-43.37	14.76	15.08	15.41	15.76	16.12	16.50	16.90	17.31	17.74	18.19	18.66	19.14	19.65	20.17	20.71	21.27	21.85	22.44	23.06
REMB(INT&CAP)	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.4	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74	6.74
CASHFLOW NET	-50.11	8.02	8.34	8.67	9.02	9.38	9.76	10.16	10.57	11.00	11.45	11.92	12.48	12.91	13.43	13.97	14.53	15.11	15.70	16.32
COUT KWH EOL	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05
VAL PRES NETTE	63679.70																			
TAUX INT RENT	36.16																			
PERIODE DE RECUP	2.88																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:VESTAS-55KW TOUR CYL.

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96
REV ECON CARB	13.56	14.13	14.72	15.34	15.98	16.65	17.35	18.08	18.84	19.63	20.46	21.31	22.21	23.14	24.11	25.13	26.18	27.28	28.43	29.62
REV TOTAL BRUT	17.52	18.09	18.68	19.30	19.94	20.61	21.31	22.04	22.80	23.59	24.42	25.27	26.17	27.10	28.07	29.09	30.14	31.24	32.39	33.58
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.41	1.49	1.56	1.64	1.72	1.81	1.91	2.00	2.10	2.21	2.32	2.44	2.57	2.70	2.84	2.98	3.13	3.29	3.46	3.64
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	1.84	3.57	3.35	3.15	2.96	2.78	2.62	2.46	2.31	2.17	2.04	1.92	1.81	1.70	1.59	1.50	1.41	1.32	1.25	1.17
INTERET	6.13	6.02	5.90	5.77	5.63	5.47	5.30	5.11	4.90	4.67	4.42	4.14	3.84	3.50	3.13	2.73	2.28	1.79	1.25	.65
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	8.14	7.62	7.86	8.73	9.63	10.54	11.43	12.47	13.48	14.53	15.63	16.77	17.96	19.20	20.51	21.88	23.32	24.84	26.43	28.12
IMPOT A PAYER	2.03	1.75	1.97	2.18	2.41	2.64	2.87	3.12	3.37	3.63	3.91	4.19	4.49	4.80	5.13	5.47	5.83	6.21	6.61	7.03
REV NET APRES IMPOT	6.10	5.26	5.90	6.55	7.22	7.91	8.62	9.35	10.11	10.90	11.72	12.58	13.47	14.40	15.38	16.41	17.49	18.63	19.83	21.09
CASHFLOW BRUT	-47.19	14.85	15.15	15.47	15.81	16.16	16.53	16.92	17.33	17.75	18.18	18.64	19.11	19.60	20.11	20.64	21.18	21.74	22.32	22.91
REMB(INT&CAP)	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28	7.28
CASHFLOW NET	-54.38	7.65	7.96	8.28	8.61	8.97	9.34	9.73	10.13	10.55	10.99	11.44	11.92	12.41	12.92	13.44	13.98	14.55	15.12	15.74
COUT KWH EQL	.04	.04	.04	.04	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05
VAL PRES NETTE	60459.16																			
TAUX INT RENT	33.47																			
PERIODE DE RECUP	3.11																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:VESTAS-75KW TREILLIS

($ 000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96
REV ECON CARB	13.56	14.13	14.72	15.34	15.98	16.65	17.35	18.08	18.84	19.63	20.46	21.31	22.21	23.14	24.11	25.13	26.18	27.28	28.43	29.62
REV TOTAL BRUT	17.52	18.09	18.68	19.30	19.94	20.61	21.31	22.04	22.80	23.59	24.42	25.27	26.17	27.10	28.07	29.09	30.14	31.24	32.39	33.58
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.52	1.60	1.68	1.77	1.86	1.95	2.05	2.15	2.26	2.38	2.50	2.63	2.76	2.90	3.05	3.21	3.37	3.54	3.72	3.91
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	1.98	3.84	3.61	3.39	3.19	2.99	2.82	2.65	2.49	2.34	2.20	2.07	1.94	1.83	1.72	1.61	1.52	1.43	1.34	1.26
INTERET	6.59	6.48	6.35	6.21	6.06	5.89	5.70	5.50	5.27	5.03	4.76	4.46	4.13	3.77	3.37	2.93	2.45	1.93	1.34	.70
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	7.43	6.17	7.04	7.93	8.84	9.78	10.74	11.74	12.77	13.84	14.96	16.12	17.33	18.60	19.93	21.33	22.80	24.35	25.98	27.71
IMPOT A PAYER	1.86	1.54	1.76	1.98	2.21	2.44	2.69	2.94	3.19	3.46	3.74	4.03	4.33	4.65	4.98	5.33	5.70	6.09	6.50	6.93
REV NET APRES IMPOT	5.57	4.63	5.28	5.95	6.63	7.33	8.06	8.81	9.58	10.38	11.22	12.09	13.00	13.95	14.95	16.00	17.10	18.26	19.49	20.78
CASHFLOW BRUT	-51.77	14.94	15.24	15.55	15.87	16.22	16.58	16.95	17.34	17.75	18.17	18.62	19.07	19.55	20.04	20.55	21.07	21.61	22.17	22.74
REMB(INT&CAP)	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74	7.74
CASHFLOW NET	-59.51	7.20	7.50	7.81	8.13	8.48	8.83	9.21	9.60	10.01	10.43	10.87	11.33	11.81	12.30	12.81	13.33	13.87	14.43	15.00
COUT KWH EOL	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.06	.06	.06	.06	.06
VAL PRES NETTE	56598.19																			
TAUX INT RENT	30.70																			
PERIODE DE RECUP	3.38																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:VESTAS-75KW TOUR CYL.

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96	3.96
REV ECON CARB	13.56	14.13	14.72	15.34	15.98	16.65	17.35	18.08	18.84	19.63	20.46	21.31	22.21	23.14	24.11	25.13	26.18	27.28	28.43	29.62
REV TOTAL BRUT	17.52	18.09	18.68	19.30	19.94	20.61	21.31	22.04	22.80	23.59	24.42	25.27	26.17	27.10	28.07	29.09	30.14	31.24	32.39	33.58
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERATIONNEL+REP	1.59	1.67	1.76	1.85	1.94	2.04	2.15	2.26	2.37	2.49	2.62	2.75	2.89	3.04	3.20	3.36	3.53	3.71	3.90	4.10
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.87	4.82	3.78	3.55	3.34	3.14	2.95	2.77	2.60	2.45	2.30	2.16	2.03	1.91	1.80	1.69	1.59	1.49	1.40	1.32
INTERET	6.98	6.78	6.65	6.50	6.34	6.17	5.97	5.76	5.52	5.27	4.98	4.67	4.32	3.95	3.53	3.07	2.57	2.02	1.41	.74
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	6.95	5.61	6.49	7.40	8.32	9.27	10.25	11.25	12.30	13.39	14.51	15.69	16.92	18.20	19.55	20.97	22.46	24.02	25.68	27.43
IMPOT A PAYER	1.74	1.40	1.62	1.85	2.08	2.32	2.56	2.81	3.08	3.35	3.63	3.92	4.23	4.55	4.89	5.24	5.61	6.01	6.42	6.86
REV NET APRES IMPOT	5.21	4.21	4.87	5.55	6.24	6.95	7.68	8.44	9.23	10.04	10.89	11.77	12.69	13.65	14.66	15.72	16.84	18.02	19.26	20.57
CASHFLOW BRUT	-54.83	15.41	15.30	15.60	15.92	16.25	16.60	16.97	17.35	17.75	18.17	18.60	19.05	19.51	19.99	20.49	21.00	21.53	22.07	22.63
REMB(INT&CAP)	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11	8.11
CASHFLOW NET	-62.94	6.98	7.19	7.49	7.81	8.15	8.50	8.86	9.25	9.65	10.06	10.49	10.94	11.40	11.88	12.38	12.89	13.42	13.96	14.52
COUT MAN EQL	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.86	.86	.86	.86	.86	.86	.86	.86
VAL PRES NETTE	54887.27																			
TAUX INT RENT	29.20																			
PERIODE DE RECUP	3.56																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:VESTAS-65KW TREILLIS

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32
REV ECON CARB	14.79	15.41	16.06	16.73	17.43	18.17	18.93	19.72	20.55	21.42	22.32	23.25	24.23	25.25	26.31	27.41	28.56	29.76	31.01	32.32
REV TOTAL BRUT	19.11	19.73	20.38	21.05	21.75	22.49	23.25	24.04	24.87	25.74	26.64	27.57	28.55	29.57	30.63	31.73	32.88	34.08	35.33	36.64
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.36	1.43	1.50	1.58	1.66	1.75	1.83	1.93	2.03	2.13	2.24	2.35	2.47	2.60	2.73	2.87	3.02	3.17	3.33	3.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	1.77	3.43	3.23	3.03	2.85	2.68	2.52	2.37	2.23	2.09	1.97	1.85	1.74	1.63	1.54	1.44	1.36	1.28	1.20	1.13
INTERET	5.98	5.79	5.68	5.56	5.42	5.27	5.10	4.92	4.72	4.50	4.26	3.99	3.70	3.37	3.02	2.63	2.20	1.72	1.20	.63
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	10.00	9.07	9.97	10.88	11.82	12.79	13.79	14.83	15.90	17.02	18.17	19.38	20.64	21.96	23.34	24.79	26.31	27.92	29.60	31.30
IMPOT A PAYER	2.52	2.27	2.49	2.72	2.96	3.20	3.45	3.71	3.98	4.25	4.54	4.85	5.16	5.49	5.84	6.20	6.58	6.98	7.40	7.84
REV NET APRES IMPOT	7.56	6.81	7.48	8.16	8.87	9.59	10.35	11.12	11.93	12.76	13.63	14.54	15.48	16.47	17.51	18.59	19.74	20.94	22.20	23.53
CASHFLOW BRUT	-43.74	16.03	16.38	16.75	17.14	17.54	17.97	18.41	18.87	19.35	19.85	20.37	20.92	21.48	22.06	22.66	23.29	23.93	24.60	25.29
REMB(INT&CAP)	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93	6.93
CASHFLOW NET	-50.67	9.10	9.46	9.82	10.21	10.62	11.04	11.48	11.94	12.43	12.93	13.45	13.99	14.55	15.13	15.74	16.36	17.01	17.67	18.36
COUT KWH EOL	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.05	.05	.05	.05	.05
VAL PRES NETTE	72486.91																			
TAUX INT RENT	38.92																			
PERIODE DE RECUP	2.68																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:VESTAS-90KW TOUR CYL.

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40	5.40
REV ECON CARB	18.49	19.26	20.07	20.91	21.79	22.71	23.66	24.66	25.69	26.77	27.89	29.07	30.29	31.56	32.88	34.26	35.70	37.20	38.77	40.39
REV TOTAL BRUT	23.89	24.66	25.47	26.31	27.19	28.11	29.06	30.06	31.09	32.17	33.29	34.47	35.69	36.6	38.28	39.66	41.10	42.60	44.17	45.79
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.56	1.64	1.73	1.81	1.91	2.00	2.11	2.21	2.33	2.45	2.57	2.70	2.84	2.98	3.14	3.30	3.46	3.64	3.83	4.02
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.83	3.94	3.71	3.48	3.27	3.08	2.89	2.72	2.56	2.40	2.26	2.12	2.00	1.88	1.76	1.66	1.56	1.46	1.38	1.29
INTERET	6.77	6.65	6.52	6.38	6.22	6.05	5.86	5.65	5.42	5.17	4.89	4.58	4.24	3.87	3.46	3.02	2.52	1.98	1.38	.72
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	13.52	12.42	13.51	14.63	15.73	16.97	18.20	19.47	20.79	22.15	23.58	25.06	26.61	28.23	29.92	31.78	33.56	35.52	37.58	39.75
IMPOT A PAYER	3.38	3.11	3.38	3.66	3.95	4.24	4.55	4.87	5.20	5.54	5.89	6.26	6.65	7.06	7.48	7.92	8.39	8.88	9.40	9.94
REV NET APRES IMPOT	10.14	9.32	10.14	10.98	11.80	12.73	13.65	14.60	15.59	16.62	17.68	18.79	19.96	21.17	22.44	23.77	25.17	26.64	28.19	29.82
CASHFLOW BRUT	-48.79	19.91	20.37	20.84	21.34	21.86	22.40	22.97	23.57	24.19	24.83	25.50	26.20	26.92	27.67	28.44	29.25	30.08	3094	31.83
REMB(INT&CAP)	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96
CASHFLOW NET	-56.74	11.96	12.41	12.89	13.38	13.90	14.45	15.02	15.61	16.23	16.87	17.54	18.24	18.96	19.71	20.49	21.29	22.13	22.99	23.88
COUT KWH EOL	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04	.04
VAL PRES NETTE	95579.94																			
TAUX INT RENT	43.12	43.10																		
PERIODE DE RECUP	2.41																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:BONUS-55KW TOUR 18M.

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11
REV ECON CARD	10.66	11.11	11.57	12.06	12.57	13.09	13.64	14.22	14.81	15.44	16.09	16.76	17.46	18.20	18.96	19.76	20.59	21.45	22.36	23.29
REV TOTAL BRUT	13.77	14.22	14.69	15.17	15.68	16.21	16.76	17.33	17.93	18.55	19.20	19.88	20.58	21.31	22.08	22.87	23.70	24.57	25.47	26.41
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.14	2.25	2.37	2.49	2.61	2.75	2.89	3.03	3.19	3.35	3.52	3.70	3.89	4.09	4.30	4.52	4.75	4.99	5.24	5.51
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.78	5.48	5.08	4.77	4.49	4.22	3.96	3.73	3.50	3.29	3.10	2.91	2.74	2.57	2.42	2.27	2.14	2.01	1.89	1.77
INTERET	9.28	9.12	8.94	8.75	8.53	8.29	8.03	7.74	7.43	7.08	6.70	6.28	5.82	5.31	4.75	4.13	3.46	2.71	1.89	.99
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.43	-2.55	-1.70	-.83	.05	.95	1.88	2.83	3.81	4.83	5.88	6.98	8.14	9.34	10.61	11.95	13.36	14.86	16.45	18.13
IMPOT A PAYER					.01	.24	.47	.71	.95	1.21	1.47	1.75	2.03	2.34	2.65	2.99	3.34	3.71	4.11	4.53
REV NET APRES IMPOT	-.43	-2.55	-1.70	-.83	.04	.71	1.41	2.12	2.86	3.62	4.41	5.24	6.10	7.01	7.96	8.96	10.02	11.14	12.33	13.60
CASHFLOW BRUT	-81.19	11.97	12.32	12.69	13.05	13.22	13.40	13.59	13.79	13.99	14.21	14.43	14.65	14.89	15.13	15.37	15.61	15.86	16.11	16.36
REMB(INT&CAP)	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90	10.90
CASHFLOW NET	-92.09	1.07	1.42	1.79	2.15	2.32	2.50	2.69	2.89	3.09	3.30	3.52	3.75	3.98	4.22	4.47	4.71	4.96	5.21	5.46
COUT KWH EOL	.08	.08	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.11
VAL PRES NETTE	9486.65																			
TAUX INT RENT	15.33																			
PERIODE DE RECUP	6.33																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:BONUS-55KW TOUR 24H.

($ 000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28	3.28
REV ECON CARB	11.21	11.69	12.18	12.69	13.22	13.78	14.35	14.96	15.59	16.24	16.92	17.63	18.37	19.15	19.95	20.79	21.66	22.57	23.52	24.51
REV TOTAL BRUT	14.49	14.96	15.45	15.96	16.50	17.05	17.63	18.23	18.86	19.52	20.20	20.91	21.65	22.42	23.23	24.06	24.94	25.85	26.79	27.78
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.27	2.38	2.51	2.63	2.77	2.91	3.06	3.21	3.38	3.55	3.73	3.92	4.12	4.33	4.55	4.78	5.03	5.28	5.55	5.84
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.95	5.72	5.38	5.05	4.75	4.47	4.20	3.95	3.71	3.49	3.28	3.08	2.90	2.72	2.56	2.41	2.26	2.13	2.00	1.88
INTERET	9.83	9.66	9.47	9.26	9.03	8.78	8.50	8.20	7.87	7.50	7.09	6.65	6.16	5.62	5.03	4.38	3.66	2.87	2.00	1.05
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.55	-2.08	-1.90	-.98	-.85	.90	1.87	2.87	3.91	4.98	6.10	7.26	8.48	9.75	11.09	12.50	13.99	15.57	17.24	19.02
IMPOT A PAYER						.22	.47	.72	.98	1.25	1.52	1.82	2.12	2.44	2.77	3.12	3.50	3.89	4.31	4.75
REV NET APRES IMPOT	-.55	-2.08	-1.90	-.98	-.85	.67	1.40	2.16	2.93	3.74	4.57	5.45	6.36	7.31	8.32	9.37	10.49	11.68	12.93	14.26
CASHFLOW BRUT	-86.86	12.56	12.95	13.33	13.73	13.92	14.11	14.30	14.51	14.72	14.94	15.17	15.41	15.65	15.90	16.16	16.41	16.67	16.93	17.19
REMB(INT&CAP)	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54	11.54
CASHFLOW NET	-97.68	1.03	1.40	1.79	2.19	2.38	2.56	2.76	2.96	3.18	3.40	3.63	3.87	4.11	4.36	4.61	4.87	5.13	5.39	5.65
COUT KWH EOL	.08	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.11
VAL PRES NETTE	9284.35																			
TAUX INT RENT	15.19																			
PERIODE DE RECUP	6.38																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:BONUS-65KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91	4.91
REV ECON CARB	16.82	17.53	18.26	19.03	19.83	20.66	21.53	22.44	23.38	24.36	25.38	26.45	27.56	28.72	29.92	31.18	32.49	33.86	35.28	36.76
REV TOTAL BRUT	21.74	22.44	23.18	23.95	24.74	25.58	26.45	27.35	28.29	29.27	30.30	31.36	32.47	33.63	34.84	36.09	37.40	38.77	40.19	41.67
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.35	2.47	2.60	2.73	2.87	3.02	3.17	3.33	3.50	3.68	3.87	4.07	4.27	4.49	4.72	4.96	5.21	5.48	5.76	6.05
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	3.06	5.93	5.58	5.24	4.93	4.63	4.35	4.09	3.85	3.62	3.40	3.19	3.00	2.82	2.65	2.49	2.34	2.20	2.07	1.95
INTERET	10.19	10.01	9.82	9.60	9.37	9.11	8.82	8.50	8.16	7.78	7.36	6.89	6.39	5.83	5.21	4.54	3.79	2.98	2.08	1.09
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	6.13	4.82	5.19	6.37	7.56	8.82	10.18	11.62	12.79	14.28	15.67	17.21	18.81	20.49	22.25	24.10	26.05	28.11	30.28	32.58
IMPOT A PAYER	1.53	1.81	1.30	1.59	1.90	2.21	2.53	2.86	3.20	3.55	3.92	4.30	4.70	5.12	5.56	6.03	6.51	7.03	7.57	8.15
REV NET APRES IMPOT	4.60	3.02	3.89	4.78	5.69	6.62	7.58	8.57	9.59	10.65	11.76	12.91	14.11	15.37	16.69	18.08	19.54	21.08	22.71	24.44
CASHFLOW BRUT	-84.07	18.96	19.28	19.62	19.98	20.36	20.75	21.16	21.59	22.04	22.51	23.00	23.50	24.02	24.56	25.11	25.68	26.26	26.86	27.47
REMB(INT&CAP)	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97	11.97
CASHFLOW NET	-96.04	6.99	7.31	7.65	8.01	8.38	8.78	9.19	9.62	10.07	10.54	11.02	11.53	12.05	12.58	13.14	13.71	14.29	14.89	15.50
COUT KWH EQL	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07

VAL PRES NETTE	53487.38
TAUX INT RENT	23.93
PERIODE DE RECUP	4.31

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 21WINDMATICS-55KW TOUR CYL.

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68
REV ECON CARB	16.02	16.69	17.39	18.13	18.89	19.68	20.51	21.37	22.27	23.20	24.17	25.19	26.25	27.35	28.50	29.70	30.94	32.24	33.60	35.01
REV TOTAL BRUT	20.70	21.37	22.07	22.81	23.57	24.36	25.19	26.05	26.95	27.88	28.85	29.87	30.93	32.03	33.18	34.38	35.62	36.92	38.28	39.69
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.10	2.21	2.32	2.44	2.56	2.69	2.83	2.97	3.13	3.29	3.45	3.63	3.81	4.01	4.21	4.43	4.65	4.89	5.14	5.40
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.73	5.30	4.98	4.68	4.40	4.14	3.89	3.65	3.43	3.23	3.03	2.85	2.68	2.52	2.37	2.23	2.09	1.97	1.85	1.74
INTERET	9.10	8.94	8.77	8.57	8.36	8.13	7.87	7.59	7.28	6.94	6.57	6.16	5.70	5.20	4.66	4.05	3.39	2.66	1.86	.97
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	6.77	4.93	5.81	7.11	8.24	9.48	10.60	11.83	13.18	14.66	15.80	17.23	18.73	20.30	21.94	23.67	25.49	27.41	29.43	31.57
IMPOT A PAYER	1.69	1.23	1.50	1.78	2.06	2.35	2.65	2.96	3.28	3.61	3.95	4.31	4.68	5.07	5.49	5.92	6.37	6.85	7.36	7.89
REV NET APRES IMPOT	5.08	3.70	4.51	5.34	6.18	7.05	7.95	8.87	9.83	10.82	11.85	12.92	14.05	15.22	16.46	17.75	19.12	20.55	22.07	23.68
CASHFLOW BRUT	-74.09	17.93	18.25	18.59	18.94	19.32	19.71	20.12	20.54	20.99	21.45	21.93	22.43	22.95	23.48	24.03	24.60	25.18	25.78	26.39
REMB(INT&CAP)	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69	10.69
CASHFLOW NET	-84.78	7.25	7.56	7.90	8.25	8.63	9.02	9.43	9.85	10.30	10.76	11.24	11.74	12.26	12.79	13.34	13.91	14.49	15.09	15.70
COUT MAN EQL	.05	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.07	.07	.07	.07
VAL PRES NETTE	55983.71																			
TAUX INT RENT	25.71																			
PERIODE DE RECUP	4.62																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO CHIENDRATICS 55KW TREILLIS

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68	4.68
REV ECON CARB	16.02	16.69	17.39	18.13	18.89	19.68	20.51	21.37	22.27	23.20	24.17	25.19	26.25	27.35	28.50	29.70	30.94	32.24	33.60	35.01
REV TOTAL BRUT	20.70	21.37	22.07	22.81	23.57	24.36	25.19	26.05	26.95	27.88	28.85	29.87	30.93	32.03	33.18	34.38	35.62	36.92	38.28	39.69
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	1.92	2.02	2.12	2.23	2.34	2.46	2.59	2.72	2.86	3.00	3.16	3.32	3.49	3.67	3.85	4.05	4.26	4.47	4.70	4.94
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.50	4.84	4.55	4.28	4.02	3.78	3.55	3.34	3.14	2.95	2.77	2.61	2.45	2.30	2.17	2.04	1.91	1.80	1.69	1.59
INTERET	8.32	8.17	8.01	7.84	7.65	7.43	7.20	6.94	6.66	6.35	6.00	5.63	5.21	4.76	4.26	3.70	3.10	2.43	1.70	.89
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	7.96	6.34	7.39	8.46	9.56	10.68	11.85	13.05	14.29	15.58	16.92	18.32	19.78	21.30	22.90	24.59	26.36	28.22	30.19	32.27
IMPOT A PAYER	1.99	1.58	1.85	2.11	2.39	2.67	2.96	3.26	3.57	3.89	4.23	4.58	4.94	5.33	5.73	6.15	6.59	7.06	7.55	8.07
REV NET APRES IMPOT	5.97	4.75	5.54	6.34	7.17	8.01	8.88	9.78	10.72	11.68	12.69	13.74	14.83	15.98	17.18	18.44	19.77	21.17	22.64	24.20
CASHFLOW BRUT	-66.41	17.77	18.11	18.46	18.83	19.23	19.64	20.07	20.51	20.98	21.47	21.97	22.50	23.04	23.60	24.18	24.78	25.40	26.03	26.68
REMB(INT&CAP)	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77	9.77
CASHFLOW NET	-76.18	8.00	8.33	8.69	9.06	9.45	9.86	10.29	10.74	11.21	11.70	12.20	12.72	13.27	13.83	14.41	15.01	15.62	16.26	16.91
COUT KWH EQL	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06
VAL PRES NETTE	62468.62																			
TAUX INT RENT	28.52																			
PERIODE DE RECUP	3.64																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:WINDMATICS-80KW TREILLIS

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12
REV ECON CARB	20.95	21.83	22.75	23.70	24.70	25.74	26.82	27.94	29.12	30.34	31.61	32.94	34.32	35.77	37.27	38.83	40.46	42.16	43.93	45.78
REV TOTAL BRUT	27.07	27.95	28.87	29.82	30.82	31.86	32.94	34.06	35.24	36.46	37.73	39.06	40.44	41.89	43.39	44.95	46.58	48.28	50.05	51.90
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.28	2.40	2.52	2.65	2.78	2.92	3.07	3.23	3.39	3.57	3.75	3.94	4.14	4.35	4.57	4.81	5.05	5.31	5.58	5.87
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	2.96	5.75	5.41	5.08	4.78	4.49	4.22	3.97	3.73	3.51	3.29	3.10	2.91	2.74	2.57	2.42	2.27	2.14	2.01	1.89
INTERET	9.88	9.71	9.52	9.31	9.08	8.83	8.55	8.24	7.91	7.54	7.13	6.68	6.19	5.65	5.05	4.40	3.68	2.89	2.01	1.05
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	11.95	10.10	11.43	12.79	14.18	15.62	17.09	18.62	20.21	21.85	23.56	25.34	27.20	29.15	31.19	33.33	35.58	37.95	40.45	43.09
IMPOT A PAYER	2.99	2.52	2.86	3.20	3.55	3.90	4.27	4.66	5.05	5.46	5.89	6.33	6.80	7.29	7.80	8.33	8.89	9.49	10.11	10.77
REV NET APRES IMPOT	8.96	7.57	8.57	9.59	10.64	11.71	12.82	13.97	15.15	16.39	17.67	19.00	20.40	21.86	23.39	25.00	26.68	28.46	30.34	32.32
CASHFLOW BRUT	-77.00	23.03	23.49	23.98	24.49	25.03	25.59	26.18	26.79	27.43	28.09	28.79	29.50	30.25	31.02	31.81	32.64	33.49	34.36	35.26
REMB(INT&CAP)	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.61	11.60
CASHFLOW NET	-88.60	11.42	11.89	12.37	12.89	13.42	13.98	14.57	15.19	15.82	16.49	17.18	17.90	18.64	19.41	20.21	21.03	21.88	22.76	23.66
COUT KWH EOL	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.06	.06	.06
VAL PRES NETTE	30682.16																			
TAUX INT RENT	31.85																			
PERIODE DE RECUP	3.27																			

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 2:WINDMATICS-84KW TOUR CYL.

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12	6.12
REV ECON CARB	20.95	21.83	22.75	23.70	24.70	25.74	26.82	27.94	29.12	30.34	31.61	32.94	34.33	35.77	37.27	38.83	40.46	42.16	43.93	45.78
REV TOTAL BRUT	27.07	27.95	28.87	29.82	30.82	31.86	32.94	34.06	35.24	36.46	37.73	39.06	40.44	41.89	43.39	44.95	46.58	48.28	50.05	51.90
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	2.46	2.59	2.72	2.86	3.00	3.15	3.32	3.48	3.66	3.85	4.05	4.25	4.47	4.70	4.94	5.19	5.45	5.73	6.02	6.33
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	3.20	6.20	5.83	5.48	5.15	4.84	4.55	4.28	4.02	3.78	3.55	3.34	3.14	2.95	2.78	2.61	2.45	2.31	2.17	2.04
INTERET	10.66	10.47	10.27	10.04	9.80	9.52	9.22	8.89	8.53	8.13	7.69	7.21	6.68	6.10	5.45	4.75	3.97	3.11	2.17	1.14
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	10.75	8.69	10.05	11.44	12.87	14.33	15.84	17.48	19.02	20.70	22.44	24.26	26.15	28.14	30.22	32.41	34.71	37.13	39.69	42.39
IMPOT A PAYER	2.69	2.17	2.51	2.86	3.22	3.58	3.96	4.35	4.75	5.17	5.61	6.06	6.54	7.04	7.56	8.10	8.68	9.28	9.92	10.60
REV NET APRES IMPOT	8.06	6.52	7.54	8.58	9.65	10.75	11.88	13.05	14.26	15.52	16.83	18.19	19.60	21.11	22.67	24.31	26.03	27.85	29.77	31.80
CASHFLOW BRUT	-84.68	23.19	23.64	24.11	24.60	25.12	25.66	26.23	26.82	27.44	28.08	28.74	29.44	30.15	30.90	31.66	32.45	33.27	34.11	34.97
REMB(INT&CAP)	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52
CASHFLOW NET	-97.20	10.67	11.12	11.59	12.08	12.60	13.14	13.71	14.30	14.91	15.56	16.22	16.92	17.63	18.38	19.14	19.93	20.75	21.59	22.45
COUT KWH EOL	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.05	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06	.06
VAL PRES NETTE	83517.86																			
TAUX INT RENT	29.22																			
PERIODE DE RECUP	3.56																			

ANNEXE 6

FACTEUR DI.P.: 0,9
FACTEUR V.T : 1,2

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:REDWATT-10KW

($ 000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00			1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
REV ECON CARB	3.78	3.85	4.01	4.18	4.36	4.54	4.73	4.93	5.14	5.35	5.58	5.81			6.58	6.85	7.14	7.44	7.75	8.06
REV TOTAL BRUT	4.78	4.93	5.09	5.26	5.44	5.64	5.81	6.01	6.22	6.43	6.66	6.89	7.		7.66	7.93	8.22	8.52	8.83	9.16
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06			1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.52	2.48	2.43	2.38	2.32	2.25	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.12	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	.92	.37	.64	.91	1.19	1.48	1.77	2.07	2.38	2.70	3.04	3.39	3.76	4.14	4.54	4.97	5.41	5.88	6.38	6.91
IMPOT A PAYER	.23	.09	.16	.23	.30	.37	.44	.52	.60	.68	.76	.85	.94	1.03	1.14	1.24	1.35	1.47	1.60	1.73
REV NET APRES IMPOT	.69	.28	.48	.69	.89	1.11	1.33	1.55	1.79	2.03	2.28	2.54	2.82	3.10	3.41	3.72	4.06	4.41	4.79	5.18
CASHFLOW BRUT	-21.25	4.23	4.29	4.36	4.43	4.51	4.59	4.67	4.76	4.85	4.94	5.04	5.14	5.25	5.35	5.46	5.58	5.69	5.81	5.93
REMB(INTERCAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-24.22	1.26	1.33	1.40	1.47	1.54	1.62	1.71	1.79	1.88	1.98	2.08	2.18	2.28	2.39	2.50	2.62	2.73	2.85	2.97
COUT KWH EOL	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08
VAL PRES NETTE	9411.14																			
TAUX INT RENT	20.87																			
PERIODE DE RECUP	4.88																			

FACTEUR DISP.: 0,9
FACTEUR VENT : 0,8

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROWATT-10KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72	.72
REV ECON CARB	2.46	2.57	2.68	2.79	2.91	3.03	3.15	3.29	3.43	3.57	3.72	3.88	4.04	4.21	4.38	4.57	4.76	4.96	5.17	5.39
REV TOTAL BRUT	3.18	3.29	3.40	3.51	3.63	3.75	3.87	4.01	4.15	4.29	4.44	4.60	4.76	4.93	5.10	5.29	5.48	5.68	5.89	6.11
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.52	2.48	2.43	2.38	2.34	2.29	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.12	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.68	-1.27	-1.06	-.84	-.62	-.40	-.17	.07	.31	.56	.82	1.09	1.38	1.68	1.99	2.32	2.67	3.04	3.44	3.86
IMPOT A PAYER								.02	.08	.14	.21	.27	.34	.42	.50	.58	.67	.76	.86	.96
REV NET APRES IMPOT	-.68	-1.27	-1.06	-.84	-.62	-.40	-.17	.05	.23	.42	.62	.81	1.03	1.26	1.49	1.74	2.00	2.28	2.58	2.89
CASHFLOW BRUT	-22.62	2.68	2.75	2.83	2.91	3.00	3.09	3.17	3.28	3.34	3.28	3.3	3.36	3.40	3.44	3.48	3.52	3.56	3.60	3.64
REMB(INT&CAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-25.58	-.29	-.21	-.13	-.05	.04	.13	.20	.24	.28	.31	.35	.39	.44	.48	.52	.56	.60	.64	.68
COUT KWH EOL	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.12	.12	.12	.12	.12
VAL PRES NETTE	-1574.43																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

FACTEUR DISP.: 0,85
FACTEUR VEFT : 1,0

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROWATT-10KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85	.85
REV ECON CARB	2.91	3.03	3.16	3.29	3.43	3.57	3.72	3.88	4.04	4.21	4.39	4.58	4.77	4.97	5.18	5.39	5.62	5.86	6.10	6.36
REV TOTAL BRUT	3.76	3.88	4.01	4.14	4.28	4.42	4.57	4.73	4.89	5.06	5.24	5.43	5.62	5.82	6.03	6.24	6.47	6.71	6.95	7.21
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.52	2.48	2.43	2.38	2.32	2.25	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.12	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.18	-.68	-.44	-.21	.03	.28	.53	.79	1.06	1.33	1.62	1.92	2.24	2.57	2.91	3.28	3.66	4.07	4.50	4.96
IMPOT A PAYER					.01	.07	.13	.20	.26	.33	.41	.48	.56	.64	.73	.82	.92	1.02	1.13	1.24
REV NET APRES IMPOT	-.18	-.68	-.44	-.21	.03	.21	.40	.59	.79	1.00	1.22	1.44	1.68	1.92	2.18	2.46	2.75	3.05	3.38	3.72
CASHFLOW BRUT	-22.84	3.27	3.37	3.47	3.56	3.61	3.66	3.71	3.76	3.82	3.88	3.94	4.00	4.06	4.13	4.20	4.26	4.33	4.40	4.47
REMB(INT&CAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-25.80	.31	.40	.50	.60	.65	.70	.75	.80	.86	.92	.98	1.04	1.10	1.17	1.23	1.30	1.37	1.44	1.51
COUT Kwh EOL	.08	.08	.08	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10
VAL PRES NETTE	2678.94																			
TAUX INT RENT	15.43																			
PERIODE DE RECUP	6.30																			

FACTEUR DISP.: 0,85
FACTEUR VENT : 1,2

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROMATT-10KW

(EN 000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
REV ECON CARB	3.49	3.64	3.79	3.95	4.12	4.29	4.47	4.66	4.85	5.06	5.27	5.49	5.72	5.96	6.21	6.47	6.74	7.03	7.32	7.63
REV TOTAL BRUT	4.51	4.66	4.81	4.97	5.14	5.31	5.49	5.68	5.87	6.08	6.29	6.51	6.74	6.98	7.23	7.49	7.76	8.05	8.34	8.65
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.52	2.48	2.43	2.38	2.32	2.25	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.12	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	.65	.10	.36	.62	.89	1.16	1.45	1.74	2.04	2.35	2.67	3.01	3.36	3.73	4.12	4.52	4.95	5.41	5.89	6.40
IMPOT A PAYER	.16	.03	.09	.16	.22	.29	.36	.43	.51	.59	.67	.75	.84	.93	1.03	1.13	1.24	1.35	1.47	1.60
REV NET APRES IMPOT	.49	.08	.27	.47	.67	.87	1.08	1.30	1.53	1.76	2.00	2.26	2.52	2.80	3.09	3.39	3.72	4.06	4.42	4.80
CASHFLOW BRUT	-21.45	4.82	4.88	4.14	4.20	4.27	4.34	4.42	4.50	4.58	4.66	4.75	4.84	4.94	5.03	5.13	5.24	5.34	5.44	5.55
REMB(INT&CAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-24.42	1.86	1.92	1.18	1.24	1.31	1.38	1.46	1.53	1.62	1.70	1.79	1.88	1.98	2.07	2.17	2.27	2.38	2.48	2.59
COUT KWH EQL	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.09	.09
VAL PRES NETTE	7723.53																			
TAUX INT RENT	19.53																			
PERIODE DE RECUP	5.17																			

FACTEUR DISP.: 0,85
FACTEUR VENT : 0,8

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROWATT-10KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68	.68
REV ECON CARB	2.33	2.43	2.53	2.63	2.74	2.86	2.98	3.10	3.24	3.37	3.51	3.66	3.81	3.97	4.14	4.31	4.50	4.68	4.88	5.09
REV TOTAL BRUT	3.01	3.11	3.21	3.31	3.42	3.54	3.66	3.78	3.92	4.05	4.19	4.34	4.49	4.65	4.82	4.99	5.18	5.36	5.56	5.77
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.52	2.48	2.43	2.38	2.32	2.25	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.12	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.65	-1.45	-1.24	-1.04	-.82	-.61	-.38	-.16	.48	.32	.57	.84	1.11	1.48	1.71	2.03	2.37	2.73	3.11	3.52
IMPOT A PAYER									.02	.08	.14	.21	.28	.35	.43	.51	.59	.68	.78	.88
REV NET APRES IMPOT	-.65	-1.45	-1.24	-1.04	-.82	-.61	-.38	-.16	.86	.24	.43	.63	.83	1.05	1.28	1.52	1.78	2.05	2.33	2.64
CASHFLOW BRUT	-22.79	2.49	2.56	2.64	2.71	2.79	2.88	2.96	3.83	3.86	3.89	3.12	3.16	3.19	3.23	3.26	3.29	3.33	3.36	3.39
REMB(INT&CAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-25.76	-.47	-.40	-.32	-.25	-.17	-.09		.87	.10	.13	.16	.20	.23	.26	.30	.33	.37	.40	.43
COUT KWH EOL	.10	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.12	.12	.12	.12	.12	.12	.13	.13	.13	.13
VAL PRES NETTE	-2926.92																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

FACTEUR DISC. : 0,95
FACTEUR VENT : 1,0

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROWATT-10KW

(000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95	.95
REV ECON CARB	3.25	3.39	3.53	3.68	3.83	3.99	4.16	4.34	4.52	4.71	4.91	5.11	5.33	5.55	5.79	6.03	6.28	6.55	6.82	7.11
REV TOTAL BRUT	4.20	4.34	4.48	4.63	4.78	4.94	5.11	5.29	5.47	5.66	5.86	6.06	6.28	6.50	6.74	6.98	7.23	7.50	7.77	8.06
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.58	2.48	2.43	2.38	2.32	2.25	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.12	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	.34	-.22	.03	.28	.54	.80	1.07	1.35	1.63	1.93	2.24	2.56	2.90	3.25	3.62	4.01	4.42	4.86	5.32	5.81
IMPOT A PAYER	.09		.01	.07	.13	.20	.27	.34	.41	.48	.56	.64	.72	.81	.91	1.00	1.11	1.21	1.33	1.45
REV NET APRES IMPOT	.26	-.22	.02	.21	.40	.60	.80	1.01	1.22	1.45	1.68	1.92	2.17	2.44	2.72	3.01	3.32	3.64	3.99	4.36
CASHFLOW BRUT	-21.69	3.73	3.83	3.88	3.94	4.00	4.06	4.13	4.19	4.27	4.34	4.42	4.50	4.58	4.66	4.75	4.84	4.93	5.02	5.11
REMB(INT&CAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-24.65	.76	.87	.92	.98	1.04	1.10	1.16	1.23	1.30	1.38	1.45	1.53	1.62	1.70	1.79	1.87	1.96	2.05	2.14
COUT KWH EQL	.07	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.08	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09
VAL PRES NETTE	5711.81																			
TAUX INT RENT	17.92																			
PERIODE DE RECUP	5.57																			

FACTEUR DISP.: 0,95
FACTEUR ¥EN : 1,2

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROGATT-10KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
REV ECON CARB	3.90	4.07	4.24	4.42	4.60	4.79	5.00	5.20	5.42	5.65	5.89	6.14	6.39	6.66	6.94	7.23	7.54	7.85	8.18	8.53
REV TOTAL BRUT	5.04	5.21	5.38	5.56	5.74	5.93	6.14	6.34	6.56	6.79	7.03	7.28	7.53	7.80	8.08	8.37	8.68	8.99	9.32	9.67
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REP)	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.52	2.48	2.43	2.38	2.32	2.25	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.12	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	1.18	.65	.93	1.21	1.49	1.79	2.09	2.40	2.73	3.06	3.41	3.77	4.15	4.55	4.97	5.41	5.87	6.36	6.87	7.42
IMPOT A PAYER	.30	.16	.23	.30	.37	.45	.52	.60	.68	.77	.85	.94	1.04	1.14	1.24	1.35	1.47	1.59	1.72	1.85
REV NET APRES IMPOT	.89	.49	.69	.90	1.12	1.34	1.57	1.80	2.05	2.30	2.56	2.83	3.11	3.41	3.73	4.05	4.40	4.77	5.15	5.56
CASHFLOW BRUT	-21.85	4.43	4.50	4.58	4.66	4.74	4.83	4.93	5.02	5.12	5.22	5.33	5.44	5.55	5.67	5.79	5.92	6.05	6.18	6.32
REMB(INT&CAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-24.82	1.47	1.54	1.62	1.69	1.78	1.87	1.96	2.05	2.15	2.26	2.36	2.48	2.59	2.71	2.83	2.96	3.09	3.22	3.35
COUT KWH EQL	.06	.06	.06	.06	.06	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.07	.08	.08	.08
VAL PRES NETTE	11698.76																			
TAUX INT RENT	22.18																			
PERIODE DE RECUP	4.61																			

FACTEUR DISP.: 0,95
FACTEUR VEN. : 0.8

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROMATT-10KW

(000)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76	.76
REV ECON CARB	2.60	2.71	2.82	2.94	3.07	3.20	3.33	3.47	3.62	3.77	3.93	4.09	4.26	4.44	4.61	4.82	5.02	5.24	5.46	5.69
REV TOTAL BRUT	3.36	3.47	3.58	3.70	3.83	3.96	4.09	4.23	4.38	4.53	4.69	4.85	5.02	5.20	5.39	5.58	5.78	6.00	6.22	6.45
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERAT(ENT+REPI	.58	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.01	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.36	1.42	1.50
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.76	1.47	1.38	1.30	1.22	1.15	1.08	1.01	.95	.89	.84	.79	.74	.70	.66	.62	.58	.55	.51	.48
INTERET	2.52	2.48	2.43	2.38	2.32	2.25	2.18	2.10	2.02	1.92	1.82	1.71	1.58	1.44	1.29	1.12	.94	.74	.51	.27
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.58	-1.09	-.87	-.65	-.42	-.19	.05	.29	.54	.80	1.07	1.35	1.64	1.95	2.27	2.61	2.98	3.36	3.76	4.20
IMPOT A PAYER							.01	.07	.13	.20	.27	.34	.41	.49	.57	.65	.74	.84	.94	1.05
REV NET APRES IMPOT	-.58	-1.09	-.87	-.65	-.42	-.19	.03	.22	.40	.60	.80	1.01	1.23	1.46	1.71	1.96	2.23	2.52	2.82	3.15
CASHFLOW BRUT	-22.44	2.86	2.94	3.03	3.12	3.21	3.29	3.33	3.37	3.42	3.46	3.51	3.55	3.60	3.65	3.70	3.75	3.80	3.85	3.90
REMB(INT&CAP)	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96	2.96
CASHFLOW NET	-25.40	-.10	-.02	.07	.15	.25	.33	.37	.41	.46	.50	.55	.59	.64	.69	.74	.79	.84	.89	.94
COUT KWH EOL	.09	.09	.09	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.11	.11	.11	.11	.11	.11	.12	.12
VAL PRES NETTE	-241.56																			
TAUX INT RENT																				
PERIODE DE RECUP																				

HAUSSE DE 5 : DANS
LE PRIX DE L'ÉOLIENNE

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS

SCENARIO 1:AEROMATT-10KW

(000 $)

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
REVENU D OPERATION																				
REV ECON ENT CENT	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90	.90
REV ECON CARB	3.08	3.21	3.35	3.49	3.63	3.78	3.94	4.11	4.28	4.46	4.65	4.84	5.05	5.26	5.48	5.71	5.95	6.20	6.46	6.73
REV TOTAL BRUT	3.98	4.11	4.25	4.39	4.53	4.68	4.84	5.01	5.18	5.36	5.55	5.74	5.95	6.16	6.38	6.61	6.85	7.10	7.36	7.63
COUTS D OPERATION																				
DEP OPERATIONNEL+REP	.61	.64	.68	.71	.75	.78	.82	.87	.91	.96	1.00	1.06	1.11	1.17	1.23	1.29	1.35	1.42	1.50	1.57
ALLOCATION DU CC																				
AMORTISSEMENT	.79	1.54	1.45	1.36	1.28	1.20	1.13	1.06	1.00	.94	.88	.83	.78	.73	.69	.65	.61	.57	.54	.51
INTERET	2.65	2.60	2.55	2.50	2.43	2.37	2.29	2.21	2.12	2.02	1.91	1.79	1.66	1.51	1.35	1.18	.99	.77	.54	.28
FLUX D ENCAISSE																				
REV NET IMPOSABLE	-.87	-.68	-.43	-.18	.07	.33	.64	.87	1.15	1.45	1.75	2.07	2.40	2.75	3.11	3.49	3.90	4.33	4.79	5.27
IMPOT A PAYER					.02	.08	.15	.22	.29	.36	.44	.52	.60	.69	.78	.87	.98	1.08	1.20	1.32
REV NET APRES IMPOT	-.87	-.68	-.43	-.18	.05	.25	.49	.65	.86	1.08	1.31	1.55	1.80	2.06	2.33	2.62	2.93	3.25	3.59	3.95
CASHFLOW BRUT	-23.11	3.47	3.57	3.68	3.77	3.82	3.87	3.93	3.98	4.04	4.11	4.17	4.24	4.31	4.38	4.45	4.52	4.59	4.67	4.74
REMB(INT&CAP)	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11	3.11
CASHFLOW NET	-26.22	.36	.46	.57	.66	.71	.76	.82	.87	.93	1.00	1.06	1.13	1.20	1.27	1.34	1.41	1.48	1.56	1.63
COUT KWH EOL	.08	.08	.08	.08	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.09	.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10
VR. PRES NETTE	3849.62																			
TAUX INT RENT	15.65																			
PERIODE DE RECUP	6.24																			

ANNEXE 7

RÉSULTATS DU SCÉNARIO III:

ÉDIFICES PUBLICS ET COMMERCIAUX
EN '000 $

(ÉTAPE 1)

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS - SCENARIO III: EDIFICES PUBLICS ET COMMERCIAUX SANS CONNEXION AU RESEAU

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS										
Quantité de carburant économisée (l)	82 940	82 940	82 940	82 940	82 940	82 940	82 940	82 940	82 940	82 940
Taux d'inflation (%)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Prix moyen du litre de carburant ($/l)	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,45	0,48	0,51
RECETTES										
Recette brutes	24 800	26 290	27 860	29 540	31 310	33 190	35 180	37 290	39 530	41 900
COUTS OPERATION										
Frais d'entretien	6 270	6 772	7 313	7 898	8 530	9 213	9 950	10 746	11 605	12 534
FRAIS FINANCIERS										
Remboursement capital + intérêt	36 990	36 990	36 990	36 990	36 990	36 990	36 990	36 990	36 990	36 990
BENEFICE APRES REMBOURSEMENT	(18 460)	(17 470)	(16 440)	(15 350)	(14 210)	(13 020)	(11 760)	(10 450)	(9 070)	(7 630)
RATIO BENEFICES/COUT	0,57	0,60	0,63	0,66	0,69	0,72	0,75	0,78	0,81	0,85
VPN	(98 470)									

ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS - SCENARIO III: EDIFICES PUBLICS ET COMMERCIAUX AVEC CONNEXION AU RESEAU

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
ETAT PREVISIONNEL DES RESULTATS										
Quantité de carburant économisée (l)	104 520	104 520	104 520	104 520	104 520	104 520	104 520	104 520	104 520	104 520
Taux d'inflation (%)	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Prix moyen du litre de carburant ($/l)	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,45	0,48	0,51
RECETTES										
Recette brutes	31 250	333 130	35 110	37 220	39 450	41 820	44 330	46 990	49 810	52 800
COUTS OPERATION										
Opération et maintenance	7 410	8 003	8 643	9 334	10 081	10 888	11 759	12 699	13 715	14 813
FRAIS FINANCIERS										
Remboursement capital + intérêt	43 715	43 715	43 715	43 715	43 715	43 715	43 715	43 715	43 715	43 715
BENEFICE APRES REMBOURSEMENT	(19 870)	(18 590)	(17 240)	(15 830)	(14 340)	(12 780)	(11 140)	(9 420)	(7 620)	(5 730)
RATIO BENEFICES/COUT	0,61	0,64	0,67	0,70	0,73	0,77	0,80	0,83	0,87	0.90
VPN	(98 870)									